



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Facultad de Ingeniería

“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO”

Trabajo de Investigación previo a
la obtención del Título de Master
en Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor: Edgar Fernando Durán Contreras

Director: Ing. Rodrigo Efraín Sempértegui Álvarez

Cuenca – Ecuador

2013



RESUMEN.

“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO”

La evolución del esquema tradicional centralizado de los Sistemas Eléctricos de Potencia obliga el cambio de paradigmas y la Generación Distribuida (GD) surge como solución a las necesidades crecientes de energía con fuentes de alternas.

Los sistemas de distribución han sido diseñados para un flujo unidireccional hacia los consumidores, varios estudios dan como solución a los problemas técnicos y de seguridad se tenga en cuenta de la GD, por ubicación y su modo simple de operación, siempre con un enfoque a que se minimicen los impactos negativos en la gestión y operación de los sistemas de distribución originales.

El aprovechamiento de la GD permite ofrecer mejoras en la calidad de energía, aspecto fundamental de los sistemas productivos.

La integración en gran escala de GD en la red crearía un problema técnico, económico y regulatorio que requiere soluciones innovadoras y debe buscar establecer reglas claras.

El panorama de los requisitos de interconexión seguirá siendo un reto para los próximos años, por lo que se requieren de instrumentos normativos de elevado nivel técnico para que puedan ser adoptados por los agentes del mercado y son las que proporcionarán a los clientes las mejores condiciones del servicio de energía eléctrica.

La GD es parte del nuevo modelo de negocio y con el advenimiento de las redes inteligentes, que es un progreso que exige se revisen temas como: modelos de concesión, impactos en la red, medidas para de mitigación de riesgos, los vehículos eléctricos híbridos, dispositivos de almacenamiento, micro redes inteligentes.

PALABRAS CLAVE

Generación Distribuida (GD), Normativa de Interconexión Eléctrica, Marco Regulatorio, Mercado Eléctrico, Matriz Energética.



ABSTRACT



Traditional centralized schema evolution of Electric Power Systems requires paradigms change and distributed generation emerges as a solution to the growing need for alternative energy sources.

Distribution systems are designed for a unidirectional flow to customers, several studies suggest as a solution to the technical and safety issues to take into account of Distributed Generation , by location and simple mode of operation, always with a focus on to minimize negative impacts on the management and operation of the original distribution systems .

Importance of security and diversification of the energy mix, renewable energy to reduce dependence on fossil fuels, promotes the development of renewable resource projects while issuing and updating of the Regulations by the CONELEC, support their evolution.

The use of distributed generation can provide improvements in power quality, fundamental aspect of production systems.

On the other hand, large-scale integration of distributed generation in the distribution network would create a technical, economic and regulatory complex and requires innovative solutions should seek to establish clear rules from the beginning.

Interconnection requirements will remain a challenge for the coming years, so that regulatory instruments require high technical level so they can be adopted by market players and are those that provide customers with the best conditions electricity service.

DG is part of the new business model and with the advent of smart grids, which is a required progress are reviewed topics such as concession models, impacts on the network, measures for risk mitigation, hybrid electric vehicles , storage devices, micro smart grids.



INDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.-	10
1.1	ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN	12
1.2	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	14
1.3	OBJETIVOS GENERAL Y ESPECÍFICO	16
2	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA GD EN ALGUNOS PAÍSES Y EN EL ECUADOR.	19
2.1	INTRODUCCIÓN.	20
2.2	TECNOLOGÍA DISPONIBLE EN EL MUNDO	41
2.3	ESTUDIOS, PROYECTOS Y POTENCIA INSTALADA DE LA GD EN EL ECUADOR.	65
2.4	POTENCIAL DE FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS /RENOVABLES Y SU CONCEPCIÓN EN GD EN EL ECUADOR.	80
2.5	MERCADO, NEGOCIO Y PRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	90
3	BASE LEGAL Y DE NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.	110
3.1	INTRODUCCIÓN	109
3.2	PERSPECTIVAS DE LA GD Y DE LA NORMATIVAS AMERICANA, UE, ESPAÑA, MÉXICO, BRASIL, CHILE.	111
3.3	PERSPECTIVA SOBRE NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.	129
3.4	PERSPECTIVAS DE DESARROLLO LAS ERNC Y EL ESQUEMAS DE GD, Y APLICACIÓN EN EL MEDIO.	137
4	PERSPECTIVA SOBRE LA NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.	147
4.1.	CALIDAD Y CONDICIONES TÉCNICAS	146
4.2.	PROPUESTAS DE IMPULSO A INVERSIÓN Y MODELO DE NEGOCIO.	164
4.3.	MEJORA DE COSTOS VÍA LA REGULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.-	175
4.4.	SIMULACIONES DE EJEMPLOS DE GD EN EL SD CENTROSUR. USO DEL CYMDIST. (DESCRIPCIÓN)	182
4.5.	ESTUDIO DE CASOS DE APLICACIÓN EN LA DISTRIBUIDORA CENTROSUR C.A.	184
5	CONCLUSIONES	197
5.1	INTRODUCCIÓN.-	197
5.2	BARRERAS QUE ENCUENTRA LA GD.-	197
5.3	ACCIONES Y DESAFÍOS PARA LA INVESTIGACIÓN Y REGULACIÓN.-	198
5.4	DESVENTAJAS RESPECTO A LA GENERACIÓN CONVENCIONAL:	199
5.5	EL FUTURO DEL SEP Y LA INTEGRACIÓN CON LA GD.-	200
5.6	RECOMENDACIONES.-	200
5.7	CONCLUSIONES.	201
6	PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA: ANALISIS TECNICO	207
6.1	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS N-1.	207
6.2	CONDICIONES DE OPERACIÓN INTERCONECTADA	210
6.3	RESULTADOS PARA EL AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE OCAÑA.	211
6.4	ALTERNATIVAS DE COMPEACIÓN DE PÉRDIDAS	212
6.5	CONCLUSIONES	214
7	PROYECTO BIOGENERACIÓN PICHACAY	218
7.1	CONDICIONES DE INICIALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.-	218
7.2	ESTADOS DE OPERACIÓN. CORTOCIRCUITO Y PERFILES DE TENSIÓN.-	219
7.3	ALTERNATIVA 1: ESTUDIO Y RESULTADOS	221
7.4	ALTERNATIVA 2: ESTUDIO Y RESULTADOS (ANEXO 4)	223
7.5	ALTERNATIVA 3: ESTUDIO Y RESULTADOS (ANEXO 5)	225
7.6	CONCLUSIONES	226

INDICE DE FIGURAS

- El índice de figuras se presenta al fin de cada capítulo para facilidad de ubicación.

INDICE DE TABLAS

- El índice de tablas se presenta al fin de cada capítulo para facilidad de ubicación.

BIBLIOGRAFÍA

- La bibliografía con sus referencias se presenta al fin de cada capítulo para facilidad de ubicación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Fernando Durán Contreras, autor de la tesis “La Generación Distribuida y sus Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Master en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Octubre de 2013

Edgar Fernando Durán Contreras
010152689-5



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Fernando Durán Contreras, autor de la tesis “La Generación Distribuida y sus Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Octubre de 2013

Edgar Fernando Durán Contreras
010152689-5



DEDICATORIA

Este trabajo de investigación lo he podido culminar satisfactoriamente gracias al permanente e incondicional apoyo de mi esposa Sonia (Sonaja) y de mis queridos hijos Cristy, Andy y Sofy.

Quienes supieron comprender y sacrificar todo el tiempo dedicado a largas horas de trabajo en el cual pudimos haber disfrutado juntos.



AGRADECIMIENTO

A la empresa CENTROSUR en la que laboro y por medio de la cual he podido adquirir la experiencia y práctica, en la que actualmente tengo excelentes amigos y compañeros de labor.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

1. INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras
16/10/2013

Tesis de Maestría en SEP

INDICE DE CAPÍTULO 1:

1	INTRODUCCIÓN.....	10
1.1	ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN	12
1.2	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	14
1.3	OBJETIVOS GENERAL Y ESPECÍFICO.....	16
1.3.1	OBJETIVO GENERAL.....	16
1.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17

1 INTRODUCCIÓN.-

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es aquel que produce, transporta y distribuye la potencia y energía eléctrica a los consumidores. Los segmentos o etapas funcionales del SEP más importantes son la Generación y la Distribución.

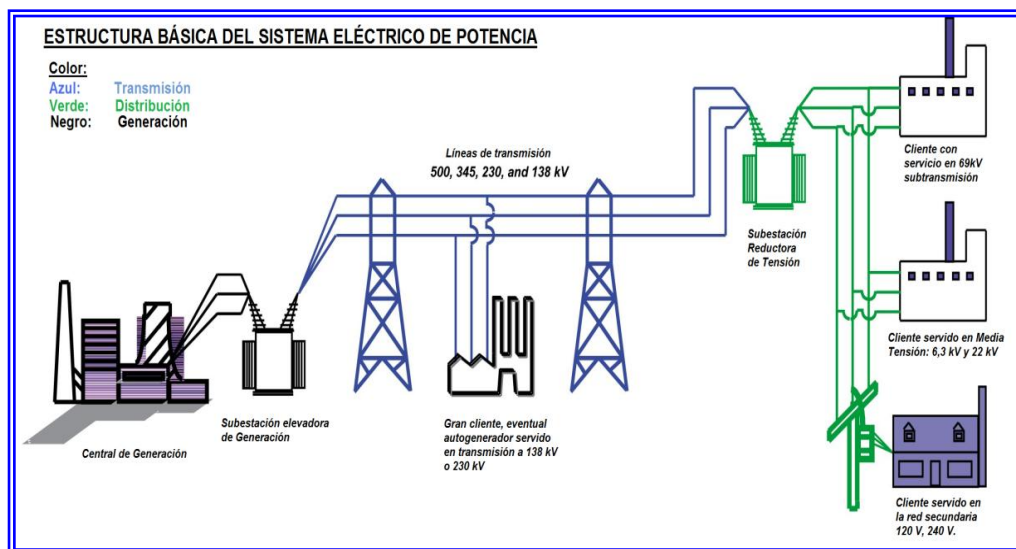


Figura 1.1 El Sistema eléctrico de Potencia SEP

Con la tendencia actual de desintegración vertical de los mercados mundiales, los elementos de un SEP se han segmentado en empresas independientes de generación, transmisión y distribución.

En el caso de Ecuador, el SEP está dividido en: las Empresas de Generación, agrupadas en la Corporación Ecuatoriana de Electricidad, empresa pública CELEP EP y como unidades de negocio las Centrales hidroeléctricas, térmicas y de gas; la transmisión formada por el anillo del Sistema Nacional Interconectado SNI; administrada por la unidad estatal de negocio TRANSELECTRIC EP y la distribución por la formada Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, que agrupa a 10 distribuidoras y como unidades de negocio, en proceso de transición a una instancia de empresas públicas, varias compañías anónimas que forman el grupo de empresas distribuidoras de la Sierra, luego los Grandes Consumidores formados por industrias, grandes comercios o instituciones y los clientes regulados.

La proporción o reparto de los costos de inversión aproximados en cada componente son:

- Generación: 60 al 40%
- Transmisión: 20%
- Distribución: 40 al 60%

El sistema de distribución es el encargado de suministrar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio. En la figura 1.2 se ilustra un sistema de suministro con sus segmentos.

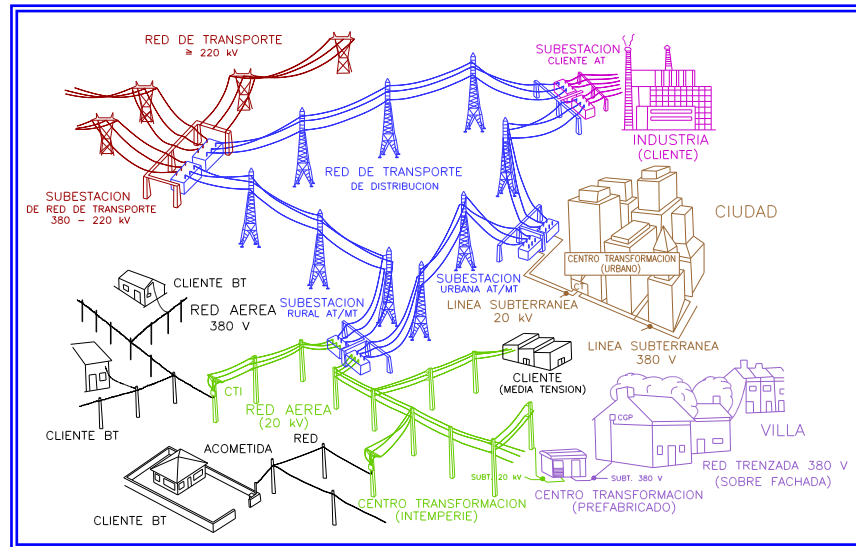


Figura 1.2 Sistema Eléctrico de Distribución

El sistema de distribución de energía eléctrica tiene la misión de transportar y distribuir la energía eléctrica desde una subestación o pequeñas plantas de generación a las viviendas, edificios e industrias a través de varios elementos y sistemas, entre los que se pueden citar: sistema de subtransmisión, subestaciones de distribución, redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, acometidas y sistema de medición.

Actualmente los sistemas eléctricos de distribución, no escapan a la tendencia y son objeto de la incursión de nuevas tecnologías, la introducción de leyes y también planes que impulsan el cambio de una matriz energética, orientándose a la incorporación de aportes de energías alternativas y de altas eficiencias por medio de la incursión de generación distribuida. Como resultado de ello se ensayan diferentes estructuras que en muchos casos se orientan por la línea de las actividades de la libre competencia en la generación y la comercialización y como actividades reguladas el transporte y la distribución.

En las economías de libre mercado, esto hace que el precio se convierta en el elemento o motor que dinamiza las actividades que se desarrollan en un marco de libre competencia, la tarifa se convierte en el “precio regulado” que remunera la actividad de aquellos negocios que se constituyen en los denominados monopolios naturales.

Algunos países de América Latina como México, Venezuela y Ecuador, no aplican este modelo, ya que están orientados hacia sistemas verticalmente integrados, es decir un modelo económico monopólico. Enfrentan el reto de generar los incentivos para el emprendimiento de la Generación Distribuida.

Por el contrario, los países que cuentan con esquemas de libre mercado, han producido un incremento en el número de instalaciones de Generación Distribuida (GD) integradas tanto a los sistemas de Subtransmisión (alta tensión), en la distribución (Media Tensión), y en Baja Tensión. Los requisitos a cumplir con estas conexiones, crean una serie de costos, y más bien los beneficios que traen aparejados a la carga en dichas redes, serían los que impulsan a continuar incursionando en nuevos proyectos.

Algunos de estos nuevos requerimientos en los SD, consisten en: el incremento o reducción de las pérdidas, la necesidad de reforzar la capacidad de las líneas y subestaciones (centros de transformación) para dar espacio a los nuevos flujos de potencia inyectados por la GD o a la inversa, podría requerirse la reducción del volumen de inversiones en repotenciar en las redes (generar en puntos cercanos a la demanda reduce los flujos de energía).

Tales cambios implican costos y/o beneficios que deberían ser evaluados y en función de los análisis económicos, ser incorporados en las tarifas de acceso a las redes, para contar con los ingresos faciliten una adecuada reinversión.

No se debe perder de vista el riesgo cuando se trata de la operación de la red de distribución, cuyo esquema se complica, al ser un sistema radial pues los flujos de potencia van de tensiones superiores a inferiores, y se presentan diferentes comportamientos a lo largo del día pues habrán generadores que se conectan y desconectan sin ningún tipo de control por parte del operador de las redes de distribución.

La conexión de estos generadores en los niveles más bajos del esquema jerárquico altera dicho esquema, planteando una serie de problemas de naturaleza técnica y regulatoria.

Las actuales leyes y regulaciones en la mayoría de los países de América Latina no tienen la madurez y sobre todo los elementos legales, técnicos y económicos que incorporen las tarifas y medidas que permitan el acceso con costos preferenciales o eventualmente contar con normas claras incentivar un fácil acceso al uso de las redes eléctricas. Ello por tanto no produce los incentivos a los inversores, al momento de dar cabida a la generación distribuida, se estaría en riesgo de que se presenten ineficiencias económicas, pues no se absorben los costos y beneficios que aporta la GD.

Cabe puntualizar, sin embargo, de la experiencia recogida, que aún en países algo más adelantados en estos aspectos, no se presentan criterios uniformes en la operación o en los niveles y potencias en la conexión a la Generación Distribuida en la red y por ello es un modelo que requiere mucha apertura en la negociación de las partes para que se consigan los beneficios en ambas direcciones, es decir tanto al agente productor como al distribuidor concesionario de la zona.

1.1 ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN

Tanto en el Ecuador, como en los países de la región, se requiere la definición de políticas de incentivos basadas en primas o subvenciones para se introduzcan las nuevas tecnologías con un objetivo orientado a la Generación Distribuida; esta tesis que se plantea identificar una metodología para que se generen las regulaciones que hacen falta para que incentiven y definan reglas claras de interconexión para el ingreso de los proyectos de GD.

El desarrollo del proyecto de Tesis se estructurará de la siguiente manera:

En la introducción se plantea una descripción resumida de la temática, se mencionan los antecedentes importantes, relativos a la tendencia mundial y la situación en región y el país. Dentro de este mismo capítulo se expone una descripción rápida del trabajo de investigación y los objetivos generales y específicos que permitirán estructurar un estudio orientado a resultados para llegar a conclusiones y recomendaciones en el ámbito de la misma.

En el capítulo 2 se describirán varios conceptos y definiciones en relación con la Generación Distribuida, como también detalles del estado de investigación y desarrollo tecnológico de la misma, también se incluirán los datos y la investigación que se realizará para más adelante determinar posibles mecanismos que se utilicen en el desarrollo medular del problema y así recomendar sus resultados, a fin de que los entes llamados a tomar acciones, los tomen en consideración. Se expondrán e identificarán los nuevos conceptos y sugerencias de posibles políticas que debieran introducirse tomando como ejemplo y medio de discusión, la de algunos países con experiencia en este ámbito de la generación distribuida y principalmente con el uso de las energías renovables.

Como parte de este mismo capítulo 2, se realizará una evaluación e identificación de la potencia instalada y potencial de desarrollo de la GD, producción que podrían ser parte de los sistemas regionales del Ecuador, procedente de varias fuentes primarias. También se analizará y establecerán modelos de indicadores de penetración y de dispersión, cuyas simulaciones en algunos escenarios: actual, a corto y mediano plazo, permitirá emitir conclusiones sobre indicadores que dan muestras de incursión en la GD.

En el capítulo 3 se realiza en la primera parte una revisión muy rápida de cómo se han desarrollado y que ha impulsado la GD en varias regiones del orbe, incluyendo a nivel latinoamericano, como también los fundamentos de los aspectos legales y su evolución hasta el presente y como complemento, un análisis de la normalización de algunos países que lideran este tipo de estructura de aprovechamiento energético. En base a ello se buscará identificar que elementos podrían ser considerados para que se pueda incorporar en un proyecto de normativa, partiendo de los fundamentos legales que existen en el Ecuador y las perspectivas para plantear nuevas regulaciones sobre este aspecto.

Lo anterior aportará para identificar las situaciones que son parte de las deficiencias de las normativas y regulaciones, para llegar a la calificación y evaluación de proyectos de Generación Distribuida, de acuerdo a las necesidades reales y en la mejor ubicación por etapa funcional, ya sea en la subtransmisión o la distribución.

Será muy importante emitir recomendaciones que se enfoquen en la definición y dimensionamiento adecuado de la Generación Distribuida, enfocado al ámbito regulatorio y apoyado en recomendaciones para un adecuado análisis técnico-económico.

Lo anterior se abordará con mejores elementos en el capítulo cuarto, para a continuación hacer una investigación de casos de proyectos para identificar las barreras, tareas y beneficios que trae consigo la GD para el caso de Ecuador.

Complementado con la presentación del análisis técnico de impacto tanto en la transmisión como en la distribución, partiendo de dos casos prácticos en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (CENTROSUR), a fin de analizar las implicaciones técnicas y económicas.

En el capítulo cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones en base al análisis de los resultados, así se identifican las barreras del caso ecuatoriano y las acciones y desafíos para enfrentarlas como y los resultados de los estudios y análisis de experiencias prácticas seleccionadas, y finalmente un resumen de las fuentes de investigación e información para llevar cabo el proyecto.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El empleo y disposición de la energía de varias fuentes, que se convierte en energía eléctrica, es uno de los pilares que impulsan el desarrollo de la economía y sociedad, son elementos claves al momento de visualizar el éxito o el fracaso de las economías del orbe.

Los escenarios actuales señalan que las reservas del petróleo y gas natural se han reducido, para el año 2050 el petróleo sería muy escaso y para el 2075, el gas natural sea el combustible no renovable con una elevada carencia.

Algunos de los países productores, se creen con el derecho a controlar el mercado de combustibles y con el conflicto latente en los estados del Medio Oriente, el abastecimiento de combustibles no está garantizado. En Ecuador, tras proceso de varios gobiernos se han planteado leyes para la modernización del estado, primero con un modelo neoliberal, y luego orientado a una economía social y que involucra a la energía e industria eléctrica, se ha pasado del modelo marginalista para un sistema de tarifa plana y con acciones a la integración vertical.

Debido a esta evolución político-económica, se deben analizar las nuevas condiciones del mercado para que se generen las señales que permitan hacer atractiva la inversión, por lo que se ve necesario desarrollar metodologías que incluyan todos los criterios para reducir los riesgos de fracaso de proyectos de energía eléctrica y encaminarlos hacia el concepto de la Generación Distribuida.

Se debe destacar la buena intención del gobierno actual de mejorar y optimizar el uso de recursos energéticos como política de estado. En el esquema de un mercado con una tarifa nacional única, se impulsan con elevados montos de endeudamiento algunos grandes proyectos pero también se vislumbran señales, sobre la posibilidad de retomar a varios proyectos alternativos.

Por otro lado, el crecimiento de la demanda, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico han permitido que el tamaño de las nuevas inversiones en generación tiendan a disminuir, por lo que se hace necesario un cambio de paradigmas y la incursión en Generación Distribuida surge como solución a las necesidades crecientes de energía con fuentes de energía alternas a los grandes proyectos de generación (hidroeléctricos o termoeléctricos), con nuevas tecnologías y fuentes primarias como la energía eólica, fotovoltaica y otras.

Los sistemas de distribución han sido diseñados para un flujo unidireccional desde la subestación hasta los consumidores finales y por tanto no se han concebido, para operar ante la conexión de unidades de generación embebidas. Pero los conceptos y paradigmas van cambiando y varios estudios a nivel mundial han dado soluciones para superar problemas técnicos, promoviendo alternativas para que, con apoyo de las correspondientes regulaciones y disposiciones dentro del concepto de la Generación Distribuida.

Un segmento tan sensible como importante en este medio energético, es el problema del medio ambiente en el que se involucra la generación de energía eléctrica, por tanto se requieren los mayores esfuerzos conseguir un mejor futuro para las próximas generaciones. Un logro significativo sería conseguir actitudes culturales de respeto a la naturaleza, uso racional de energía, y el fomento del uso de energías renovables no convencionales.

En Ecuador no se encuentran estudios y regulaciones específicos relacionados a la GD,

por lo que se hace necesario realizar un proceso de identificación de las situaciones que permitan orienten a su desarrollo, por lo que es necesario, llamar la atención de quienes influyen en la toma de decisiones sobre sus aspectos positivos e iniciar la exploración sobre las formas en las que mejor se adapte a las condiciones locales (de recursos, de infraestructura y de marco legal y normativo).

La incursión en el concepto y desarrollo de la Generación Distribuida (GD) implica que se debe dar impulso a un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen en los inicios mismos de la generación eléctrica.

Los primeros emprendimientos de generación que dieron lugar a una siempre creciente industria eléctrica se fundamentó en la implantación de pequeñas centrales en el sitio del consumo. Adelante, de acuerdo al crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor.

Posteriormente, por la década de los setenta, se presentan algunos factores que influyeron en el contexto mundial como: el de la energía (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, situaciones que impulsaron la búsqueda de alternativas tecnológicas e inteligentes para asegurar el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y al mismo tiempo contar con el ahorro económico y el uso eficiente de los recursos naturales.

Han sido motivos para el cambio un crecimiento sostenido del mercado eléctrico, como también el desarrollo de mercados de capitales y más recientemente el progreso técnico acelerado, impulsores que han dado lugar a que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada.

Hasta ahora el emprendimiento de nuevos proyectos de generación había sido reducido en el país, pues las políticas de estado y los gobiernos de turno no tuvieron conciencia de la importancia de la seguridad energética y menos aún en el caso de la participación y diversificación con energías renovables tendientes a reducir la dependencia de la generación con base en combustibles fósiles, a excepción de los últimos años en los que se ha dado un impulso extraordinario a varios proyectos rezagados.

Par fomentar la aparición de proyectos de recursos renovables, el CONELEC ha emitido la Regulación 004/2011, que mejora el *“Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”* y reemplaza a la anteriormente expedida la Regulación 009/2006, al tiempo que a partir del transcurso del año 2008 se han iniciado gran proyectos de generación centralizada.

Por ello se ha visto que el escenario en el que predomina la generación de fuentes de combustibles fósiles no renovables, empieza a cambiar, sin embargo la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos no sería suficiente dada la creciente demanda de energía, por lo que se ha tomado en cuenta a las energías alternativas, así como los proyectos de pequeñas centrales hidráulicas, lo que requerirá probablemente se amplíe nuevamente el margen operativo de ERNC de 6% a 12 o 15% hacia el año 2020.

Al analizar la situación actual y los cambios con el nuevo marco de gestión del mercado regional y nacional, conviene identificar cuáles son las principales debilidades para tratar de minimizar los riesgos para que los nuevos proyectos reciban el impulso

adecuado y la continuidad operativa y su integración segura y confiable al Sistema Nacional Interconectado.

Los marcos regulatorios actuales poseen la concepción tradicional de la industria eléctrica, lo que se caracteriza por los cuatro niveles ya conocidos (Generación - Transmisión - Distribución - Consumo). Con esta visión y los cambios en el mercado eléctrico, se estaría negando la nueva concepción de la industria eléctrica, que surge por los avances tecnológicos de las últimas décadas, haciendo que las estructuras tarifarias no reconozcan los costos y beneficios reales de la Generación Distribuida, con lo que el sistema se vuelve menos competitivo.

El reto será identificar las señales y los elementos apropiados para generar los incentivos para la inversión en proyectos de riesgo y que la empresa privada con apoyo de diferentes entidades gubernamentales, con acceso mecanismos de financiamiento internacional, sea la que emprenda en proyectos sustentables y así generación distribuida se posicione con un margen adecuado en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Observar en el mapa conceptual (Fig. 1.4), que se requieren varios elementos para estructurar el modelo de la generación distribuida, los que con base en un modelo de expansión adecuado y una eficiente operación de la red de distribución, políticas de incentivos estable, impulse la gestión de la demanda y se generen formas atractivas para la inversión.

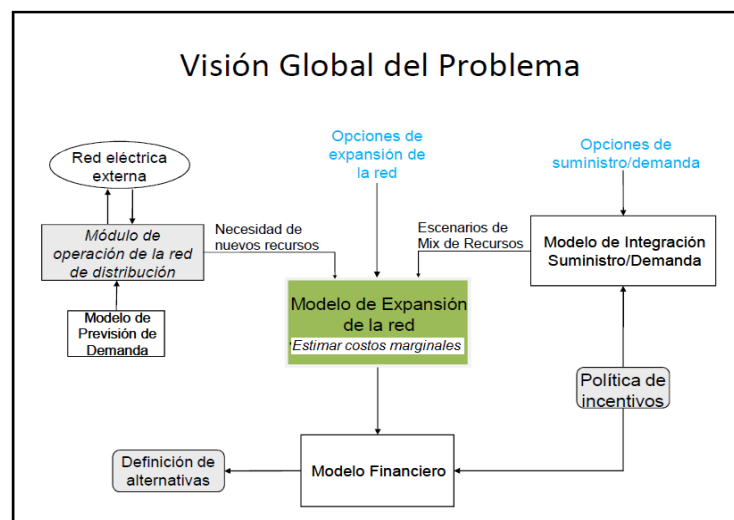


Figura 1.3 Visión del problema para la expansión de red incluyendo GD [3]

1.3 OBJETIVOS GENERAL Y ESPECÍFICO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el estado actual de las normativas para aplicación de la Generación Distribuida y emitir las recomendaciones sobre requisitos incentivos económicos y técnicos para en base de casos de estudio efectuar recomendaciones constructivas para la evolución hacia aplicación de acciones para su implementación en el mercado eléctrico ecuatoriano.

Que estudios que deben hacerse para calificar y evaluar aquellos proyectos de Generación Distribuida que según las tecnologías y potencias, encuentren su espacio en el sistema eléctrico según la ubicación en la etapa funcional de subtransmisión o distribución.



Esta tesis no tiene como objetivo analizar la búsqueda detenida de las soluciones directas a la problemática técnica que presentan en las redes eléctricas por causa de la presencia de la GD, pues ésta será una tarea muy detallada cuyo análisis lo debiera impulsar el Ministerio de Energías Eléctricas y Renovables del Ecuador (MEER) y entidades que son actores fundamentales como lo es el CONELEC

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Examinar los aspectos legales y potenciales riesgos tecnológicos a los que está expuesta la GD.
- b) Describir los riesgos técnicos y económicos de la GD y como solucionarlos o mitigarlos.
- c) Identificar oportunidades de mejora empleando en la plataforma tecnológica de la Generación Distribuida en función de las mejores opciones de fuentes primarias.
- d) Investigar y proponer las mejores prácticas adoptadas basados en la experiencia de otros países con condiciones cercanas a las del caso Ecuatoriano, en la incorporación de GD a su sistema, para recomendar se las incorpore en las regulaciones y estudios de impacto que deba hacerse.
- e) Identificar las tecnologías que mejores perspectivas dispongan en base de los proyectos disponibles y factibles.
- f) Identificar casos modelo práctico de GD y una metodología probada para observar las señales que permitan identificar sus impactos y las deficiencias regulatorias que los han afectado.

Índice de Figuras Capítulo I

Figura 1.1 El Sistema eléctrico de Potencia SEP.....	10
Figura 1.2 Sistema Eléctrico de Distribución	11
Figura 1.3 Visión del problema para la expansión de red incluyendo GD [3].....	16

Bibliografía del Capítulo I

- [1] C. N. d. Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador www.conlec.gob.ec, 2009-2020.
- [2] J. G.-L. a. C. Fortoul., "Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification" *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'05)*, España, 16-18 March 2005.
- [3] B. P. J. C. S. U. d. C. Prof. Roberto C. Lotero Unioeste Foz de Iguacu, *Incentivos a la Generación Distribuida en la Planificación de la Red de Distribución*, La Mancha Ciudad Real - España, 17 de junio de 2009.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO”

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras
16/10/2013



2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA GD EN ALGUNOS PAÍSES Y EN EL ECUADOR.

INDICE DE CAPÍTULO 2:

2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA GD EN ALGUNOS PAÍSES Y EN EL ECUADOR.....	19
2.1 INTRODUCCIÓN.....	20
2.1.1 PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. DEFINICIONES. ASPECTOS DE LA DEFINICIÓN [3].....	21
2.1.2 DEFINICIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	23
2.1.3 DEFINICIÓN POR EL NIVEL DE TENSIÓN O ETAPA FUNCIONAL.....	27
2.1.4 CLASIFICACIÓN DE LA GD.-.....	29
2.1.5 OTROS Y ASPECTOS DE LA GD.-.....	33
2.1.6 CONCEPTOS AFINES A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	34
2.1.7 INDICADORES DE INTEGRACIÓN DE LA GD.....	36
2.1.8 PANORAMA DE EVOLUCIÓN DE LA GD.....	38
2.1.9 CRITERIOS DE INTEGRACIÓN.....	40
2.2 TECNOLOGÍA DISPONIBLE EN EL MUNDO.....	41
2.2.1 INTRODUCCIÓN.....	41
2.2.2 TIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SU TECNOLOGÍA.....	44
2.2.3 CLASIFICACIÓN POR TECNOLOGÍA DE LAS FUENTES DE GD.....	44
2.2.4 CLASIFICACIÓN PARA MODELACIÓN.....	46
2.2.5 CLASIFICACIÓN POR SU IMPACTO AMBIENTAL.....	47
2.2.6 DESCRIPCIÓN DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS.....	48
2.3 ESTUDIOS, PROYECTOS Y POTENCIA INSTALADA DE LA GD EN EL ECUADOR.....	65
2.3.1 INTRODUCCIÓN.....	65
2.3.2 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	66
2.3.3 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA INSTALADA 2009 [1].-.....	68
2.3.4 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA 1970-2009.....	69
2.3.5 SIMULADACIÓN DE LA ACTUAL PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR UTILIZANDO FUENTES DE ENERGÍA CONVENCIONAL.....	70
2.3.6 ESCENARIO CON INCREMENTOS AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE CONVENCIONAL EN PEQUEÑA ESCALA:.....	75
2.3.7 ESCENARIO 2015-2020, CON INCREMENTOS ADICIONALES AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE CONVENCIONAL EN PEQUEÑA ESCALA.....	76
2.3.8 ANÁLISIS DE LA COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA.....	78
2.3.9 CONCLUSION.....	80
2.4 POTENCIAL DE FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS /RENOVABLES Y SU CONCEPCIÓN EN GD EN EL ECUADOR.....	80
2.4.1 INTRODUCCIÓN.....	80
2.4.2 POTENCIAL DE PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	82
2.4.3 APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE NO CONVENCIONAL.....	83
2.4.4 ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PROVENIENTE DE FUENTES RENOVABLES ALTERNAS.....	83
2.4.5 EVALUACIÓN PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR UTILIZANDO LA INCORPORACIÓN FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.....	87
2.4.6 ESCENARIO 2015-2020, CON INCREMENTOS AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES RENOVABLES CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL.....	89
2.5 MERCADO, NEGOCIO Y PRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	90
2.5.1 INTRODUCCIÓN.....	90
2.5.2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) [1].....	91
2.5.3 PROYECTOS DE GD ECONOMÍA Y MERCADOS.....	94
2.5.4 OPERACIÓN DE MERCADO:.....	96
2.5.5 MERCADOS DE REFERENCIA.....	96
2.5.6 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	97
2.5.7 POTENCIAL OFERTA DE SERVICIOS (Servicios Auxiliares).....	98



2.5.8	RESPUESTA TÉCNICA Y CONDICIONES COMERCIALES.....	99
2.5.9	EL NEGOCIO DE LA GD: COMO IMPACTAN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO.....	101
2.5.10	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA EXPLOTACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	101
2.5.11	CAMBIOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	103
2.5.12	MERCADO DE LA COGENERACIÓN.....	106
2.5.13	LA POLÍTICA DEL PAÍS Y EL MERCADO DE ENERGIA. CONCLUSIÓN DE CAPITULO.....	106

Objetivos del capítulo 2:

- Analizar y describir el concepto, definición y clasificación de la GD a través de lo cual se identificarán las primeras ventajas de su uso.
- Identificar la plataforma tecnológica de la Generación Distribuida.
- Evaluar la base tecnológica que asociada a sus costos permitirían emprender proyectos que puedan ser calificados como de GD?
- Determinar como en los sistemas de distribución se puede identificar la disponibilidad generación y nivel de penetración de la GD.
- Evaluar la normativa vigente y analizando de que forma está orientada a impulsar la GD.

2.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se tratarán temas como:

- Concepción de integración vertical de la industria eléctrica.
- Generación centralizada o dispersa.
- Concepto de generación distribuida: IEEE, CIGRE, otros.
- Razones para la generación distribuida.

Se hará una descripción de algunos conceptos afines a la generación distribuida y así mejorar la comprensión de cómo se la integra en las diferentes etapas funcionales de los SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP), y con esto el lector, podrá identificar términos y definiciones.

La figura 2.1.1 representa en cómo se la Generación Distribuida ubica en el Sistema de Distribución haciendo parte de una red que se opera como una red inteligente o Smart Grid.

Se realizará una exploración sin llegar a hacer una descripción detallada del estado del arte de la plataforma tecnológica disponible y sus ventajas por disponibilidad de fuentes primarias de energía así como sus posibilidades de aplicación por costos, nivel de aceptación y madurez de desarrollo.



Figura 2.1.1.- La GD hará en el futuro posible ser parte de la SmartGrid [1]

En el presente estudio además se realiza una identificación de las posibilidades de negocio en aplicación al mercado ecuatoriano y con énfasis las energías alternativas renovables.

Sobre la base de los estudios e inventarios realizados por el CONELEC, a través del plan maestro de electrificación 2009-2020 se podrán identificar las potencialidades y el nivel de penetración actual y futuro de la GD en el Ecuador.

La concepción de “Verticalmente Integrado” se refiere a que las funciones, planeación, construcción, generación, transmisión, transformación, distribución, medición, facturación y cobranza las realiza una sola empresa en un territorio, constituyendo un monopolio natural.

Hasta hace un tiempo se suponía que existían fuertes economías de escala en cada una de las etapas, y que su integración vertical permitía aprovechar economías de ámbito significativas; la organización predominante en la industria en el mundo era el monopolio verticalmente integrado, es decir, una sola empresa era dueña y operaba conjuntamente varias de las etapas del SEP. A finales de los 70 y de los 80, muchos países emitieron regulaciones que obligaron a separar funcionalmente las tres primeras etapas, estableciendo un mercado independiente de generación y regulando separadamente a la transmisión y la distribución. [2]

2.1.1 PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. DEFINICIONES. ASPECTOS DE LA DEFINICIÓN [3]

Producción de la Energía Eléctrica.- Al revisar la situación a finales del siglo XIX, se puede decir que las “centrales eléctricas” al inicio fueron proyectadas por Tomás Alba Edison en Holborn Viaduct (Londres, enero de 1882), Pearl Street (Nueva York, septiembre de 1882) y Appleton (Wisconsin, septiembre de 1882), se planteó la generación eléctrica en la zona cercana a los consumidores, lo que hoy lo ha tomado el concepto de la Generación Distribuida o Generación embebida, como se la denomina en Europa. [4]

Por tanto el concepto y desarrollo de la denominada “Generación Distribuida (GD)”, no es nuevo pero hoy en día se orienta al uso estratégico de unidades modulares, las que pueden ser proyectadas para instalarse aisladas de la red, para un servicio específico o mejor operar interconectadas a la red próxima a los puntos de consumo. Entre los varios objetivos y beneficios que se logra con ello es reducir los costos del servicio y mejorar la calidad de la energía entregada.

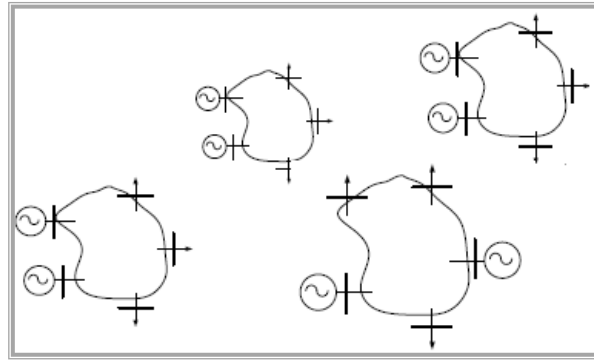


Figura 2.1.2.- Los sistemas al inicio eran aislados

La producción de energía eléctrica fue planteada como una alternativa a las energías provistas por el vapor, combustible (aceites) animales, combustibles vegetales, la energía hidráulica, el calor directo del fuego (la leña) y la luz solar. También afectó a la industria de servicio de energía luz a base de gas que florecía en las grandes ciudades de Europa y Estados Unidos. Hacia la década de 1920 los promotores de una incipiente industria eléctrica, se dieron cuenta que podían interconectarse y mejorar su desempeño, incorporando nuevos beneficios como el compartir la cobertura de la demanda en horas de punta y contar con potencia y energía de respaldo.

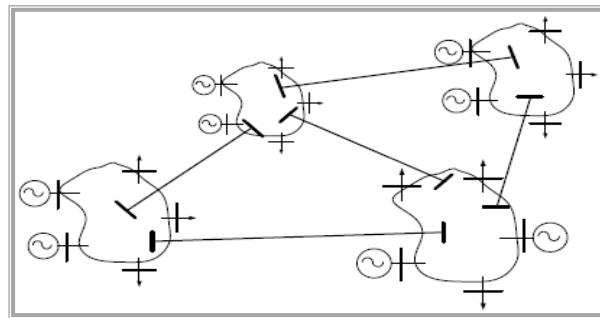


Figura 2.1.3.- Los sistemas a partir de 1920 se interconectan

Luego de los años 30 y durante 6 décadas, se da la época de oro en el manejo del SEP, con un modelo que integra todas las etapas funcionales en una sola unidad de negocio. Con ello la tendencia a configurar economías de escala que logran concentrarse en un solo negocio, liderado por grupos económicos de poder bajo la figura de conseguir menores costos por aplicar economías de escala, justificando mejorar la eficiencia y reducir el precio final al consumidor.

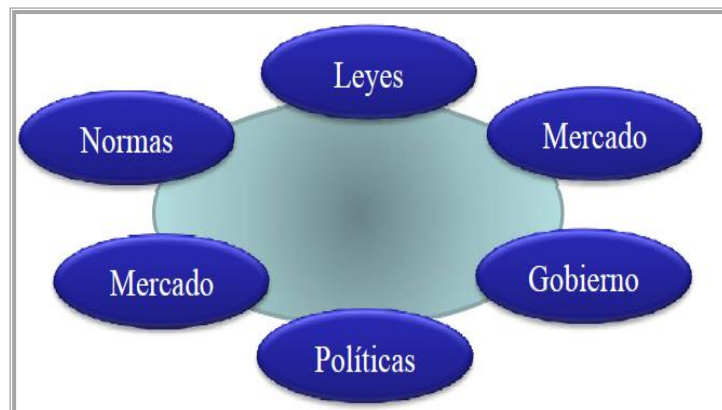


Figura 2.1.4.- Los sistemas en su época de oro con la evolución de Regulaciones. (1930-1999)

2.1.2 DEFINICIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Una definición muy simple dice que la Generación Distribuida consiste en generar energía eléctrica en pequeña escala, la misma que se encuentra instalada muy cerca del lugar de consumo. En otras palabras, pequeños sistemas eléctricos de potencia, que tiene sus fuentes conectadas a los sistemas de distribución. Al contrario de la generación convencional que se conecta en la red de transporte cuya energía recorre largas distancias hasta los centros de consumo. Cuando esta energía llega al nivel de media tensión y baja tensión, el flujo de potencia es prácticamente unidireccional debido al carácter radial de dichas redes. [5]

Se dice entonces que la GD es la generación o el almacenamiento(ver 2.2.5) de energía eléctrica a pequeña escala, muy cercana al centro de carga, con la opción o alternativa de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica o eventualmente operar en forma aislada, del sistema de distribución al que potencialmente se puede enlazar.

La concepción del término de Central (de Generación), nace del emplazamiento de la fuente de generación eléctrica, la cual tradicionalmente se ha ido ubicando en el "centro geométrico" de las cargas, pues en los intentos pioneros de transporte a distancia, por ejemplo de Marcel Deprez, entre 1882 y 1886 y H. Fontaine en 1886, la generación se efectuaba a niveles bajos de tensión, en lo posterior hacía inviable cualquier intento de transporte de la energía eléctrica fuera de la zona inmediata de generación y dando lugar en muchos casos a que el suministro de energía se lo haga con rendimientos inferiores al 50%.

La concepción tradicional que ha permanecido entre 60 y 70 años con grandes plantas de generación, lejos del centro demanda de energía y provista de largas redes de transmisión, hasta los sitios de consumo.

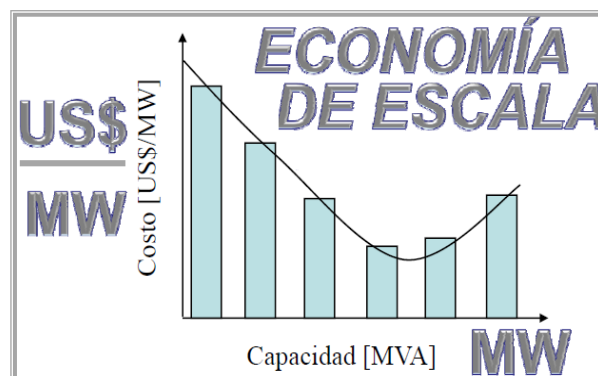


Figura 2.1.5.- Gran eficacia de la producción a escala

Con el crecimiento de la demanda, ésta fue cubierta mediante la instalación de "centrales de generación" de mayor capacidad y tamaño, ubicadas cerca de la fuente primaria de energía (por ejemplo, minas de carbón, ríos, lagos, etc.), con lo que se hizo necesario el diseño y construcción de complejos sistemas de transmisión para llevar la electricidad hasta los consumidores. Aspectos dieron como resultado la concepción tradicional de los sistemas de potencia.

Dentro de la concepción tradicional de la industria eléctrica, el crecimiento del sistema implica la instalación de nuevas plantas generadoras en el Nivel 1 (ver figura 2.1.6), en forma más o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía (Nivel 2 y Nivel 3), también en forma continua, pero con menor frecuencia, dado que esta etapa funcional se implementa con mayor reserva.

Uno de los factores relevantes en esta lógica de desarrollo, se refiere a que la toma de decisiones surge de una planificación centralizada ubicada dentro de un monopolio administrativo.

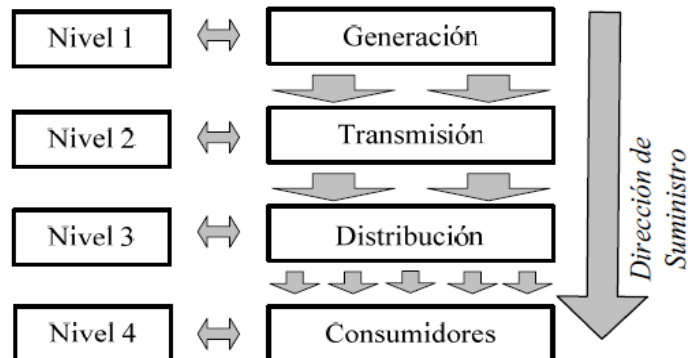


Figura 2.1.6.- Concepción tradicional de un sistema eléctrico de Potencia

Con este concepto, el incremento en plantas es continuo y la red de transmisión como la distribución debe ser ampliada constantemente. [6]

En el caso de Latinoamérica y especialmente en Ecuador, la integración y la formación de monopolios han sido una consecuencia derivada de la política de que el mejor y mayor tamaño de inversión sólo podría ser afrontado por gobiernos, dado que en la generalidad de los casos se trata de inversiones millonarias que requieren prestamos de gobierno a gobierno o de la banca internacional que ha exigido las máximas garantías para concederlo, pues la inversión privada además no cuenta con leyes fuertes, con políticas que le den seguridad para estos negocios de riesgo.

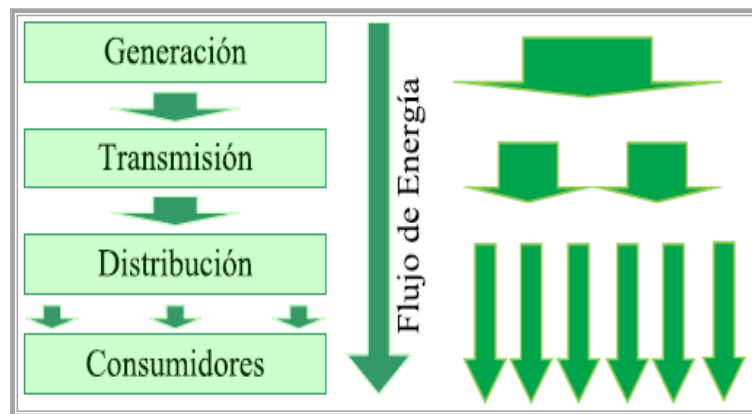


Figura 2.1.7.- Curvas de precios de centrales de generación vs potencia de 1930-90

Una de las principales consecuencias de esta lógica de desarrollo fue la consolidación de un sector constituido por empresas verticalmente integradas. [7]

Pero el crecimiento del mercado eléctrico aparejado con el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico acelerado, han impulsado a que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada.

Adicionalmente, hay un cambio en el comportamiento de los costos de generación debido a las mejoras tecnológicas, como se puede observar en el gráfico de curvas de costos de generación en el periodo 1930-1990.

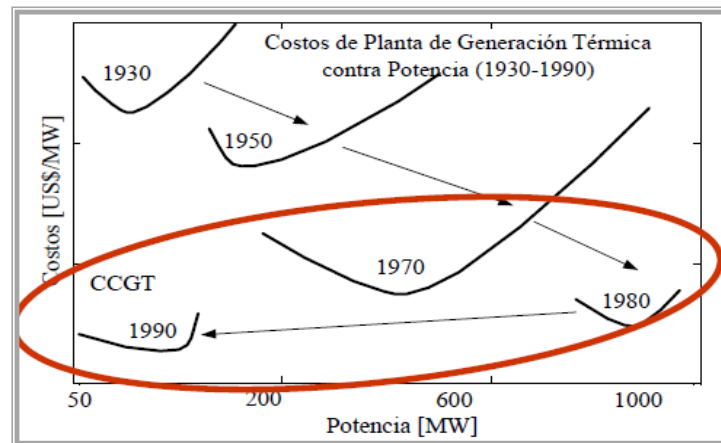


Figura 2.1.8.- Curvas de precios de centrales vs potencia de 1930-90
Fuente S.Hunt S&G.Shuttleworth 1996

La GD es un nuevo campo de intervención que potencia las inversiones y los proyectos aprovechando las nuevas tecnologías, acercado la producción de electricidad y energía del calor al consumidor.

Si bien hasta 1980 el mínimo costo por MW se obtenía aumentando el tamaño de una central generadora, hacia 1990 se produce un cambio en este comportamiento obteniéndose el punto óptimo, para potencias menores.

Observando la característica del comportamiento de la eficiencia energética de las distintas tecnologías de generación actuales respecto al tamaño de la planta (figura 2.1.9), se determina que para algún caso, como en las plantas a gas, no se producen cambios importantes en la eficiencia al variar la potencia del generador. (Willis & Scott, 2000).

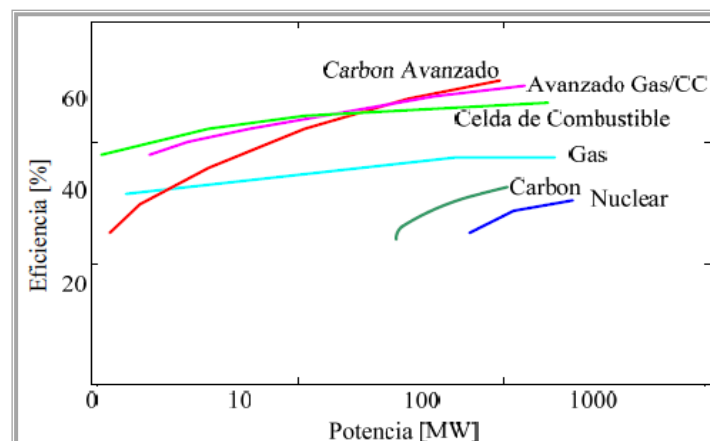


Figura 2.1.9.- Eficiencia energética de tecnologías de generación vs al tamaño de la planta
Willis & Scott (Willis and Scott, 2000):

Actualmente se disponen de tecnologías que producen la energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria utilizando plantas más pequeñas, respecto a la generación convencional y a menor costo por MW generado, por lo tanto la evolución tecnológica está tomando una importancia estratégica, pues la relación de eficiencia fue determinante en el pasado con generadores de gran tamaño.

La GD por el tamaño y potencia no siempre requiere la necesidad de un sistema de transmisión, pues puede conectarse a la red de distribución (subtransmisión) y su

energía generada será consumida directamente en el lugar; evitando o difiriendo costos de inversión que implicarán ampliar la transmisión y distribución, como también las pérdidas de energía que se producirían si tal red se ampliara. [8]

Aunque no existe una definición universalmente aceptada sobre que es generación distribuida y en que la diferencia de la generación centralizada, algunos de los atributos que la caracterizan y diferencian a la GD son:

- No es centralmente planificada.
- No es centralmente despachada.
- Usualmente conectada a la red de distribución.
- Más pequeña de 50 a 100 MW.

Por lo anterior, es importante señalar que cada sistema regional o de país debe realizar sus estudios de penetración e impacto para establecer los rangos y evitar que los beneficios de su aplicación se reduzcan. Es evidente que esta última parte de su concepción implica que las unidades de generación distribuida están más allá del control del operador de red de transporte (o transmisor). [6]

Muchos de los trabajos de investigación dan más de una definición de Generación Distribuida (GD). Algunos institutos de investigación emplean varias acepciones que se diferencian en algunos conceptos y eventualmente se aplica el término Generación Dispersa y eventualmente, el de Generación "in-situ".

En decir de cierto modo que aún existe polémica en diferentes sobre la definición, ello se explica porque existen distintas formas de explicar el concepto, como también diferentes escalas para considerarlo.

Dentro de los varios términos que se exponen en los estudios y temas relativos, que también se emplean en designación de la generación centralizada, están:

- Los Anglo-sajones: "embedded generation"
- Europa y parte de Asia: "decentralised generation".
- Norteamericanos: "dispersed generation" [9]

A menudo se emplea el criterio de Generación Dispersa para referirse a generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios (típicamente entre 10 y 250 kW) y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes.

Ackermann (Ackermann, 2001): propone una definición de GD atendiendo a aspectos como el propósito de la GD, ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología de generación, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD. Pero finalmente los dos primeros aspectos son considerados relevantes proponiendo la siguiente concepción: "Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores". La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país.

(DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group, 2002): es un organismo que define la GD como la generación de electricidad conectada a las redes de distribución en vez de a la red transmisión. Esta definición es muy amplia ya que no hace distinción del tamaño o tipo de generador, el único elemento diferenciador de la generación tradicional es el hecho de estar conectada a la red de distribución.

Willis & Scott (Willis and Scott, 2000): Son autores que definen la GD como pequeños generadores (entre 15 kW y 10 MW típicamente) dispersos en los sistemas eléctricos, tales generadores pueden estar conectados a las redes de distribución (en las instalaciones de la empresa distribuidora o en las instalaciones de los consumidores) o estar aislados de éstas.

Una definición conocida y de las más aceptadas la proporciona el IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*):

"Generación Distribuida corresponde a la producción de energía eléctrica mediante instalaciones de empresas que son lo suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de manera que permiten la interconexión casi en cualquier punto de un SEP. Es un subconjunto de recursos distribuidos del sistema de distribución".

Como parte de la norma IEEE P 1547, referente a la interconexión de la GD con el SD se encuentra la siguiente acepción:

Generación Distribuida (GD) es la Generación eléctrica conectada a un área de sistemas de potencia a través de un **PCC** (Punto de conexión de consumidor), que de acuerdo a lo que se define por la citada norma define, se considera como un subconjunto de los recursos distribuidos RD.

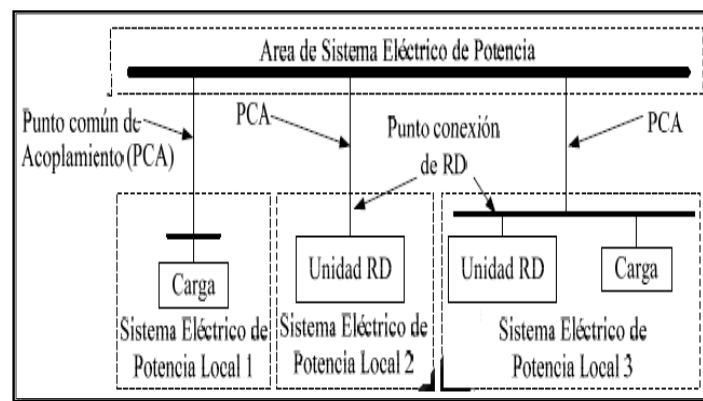


Figura 2.1.10.- Posible ubicación de GD o punto común de acoplamiento (PCA)

Generación de Distribuida de Emergencia o reserva:

Generación de emergencia o reserva, al contrario de la GD, se la puede ver como una categoría distinta de los sistemas de energía en sitio del cliente. Contrario a la impresión creada por la GD moderna, muchos defensores de la GD, ha sido ampliamente utilizada en la industria durante décadas, pero casi exclusivamente como reserva emergente destinada a proporcionar una mayor confiabilidad. Los consumidores, sobre todo los usuarios comerciales e industriales con altos costos de riesgo en caso de las interrupciones sostenidas, tienen creado un mercado muy grande y saludable para los sistemas de generación de emergencia. En los últimos años, las distribuidoras, sobre todo en el mercado norteamericano, han comenzado a ofrecer la generación de emergencia como un servicio de Generación Distribuida, en todas sus formas.

2.1.3 DEFINICIÓN POR EL NIVEL DE TENSIÓN O ETAPA FUNCIONAL

Aunque algunos modelos admiten la posibilidad de la interconexión de la Generación Distribuida a la red de subtransmisión, la mayoría de las investigaciones simulan a la GD conectada a la red de distribución, ya sea en la media tensión o del lado de los

consumidores. Es decir la idea es aceptar que la GD está ubicada cercana a la carga. También en algunos casos se vuelve un problema de definición la diferenciación entre la red distribución (subtransmisión) y la red de transmisión, sobre la base de niveles de tensión, debido a la posible superposición de estos niveles de tensión entre líneas.

El nivel de tensión normalizado que caracteriza a la distribución de la subtransmisión puede variar de región a región, sería mejor no usar el nivel de tensión como un elemento de definición de la Generación Distribuida. Entonces es más apropiada para el uso de redes de distribución de concepción (Generalmente radial) y "la red de transmisión (por lo general en malla) y para referirse a la definición de estas redes que se utiliza lo establecido en el país en consideración.

Los sistemas con grandes centrales seguirán siendo fundamentales para el suministro de energía en todo el orbe, pero es también cierto que éstos poseen una flexibilidad muy limitada para adaptarse a las necesidades cambiantes del suministro de la energía.

El sistema centralizado con inversiones elevadas de capital en un país pequeño como el Ecuador, no han sido ejecutados por la empresa privada sino por el estado, al igual que la transmisión y en la generalidad de los casos la distribución.

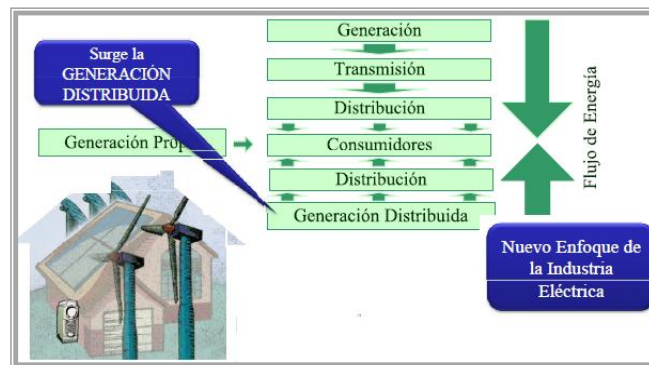


Figura 2.1.11.- Visión del nuevo paradigma, cuando surge de GD [10]

El concepto de la GD es nuevo paradigma que contrasta con el concepto tradicional de Generación Centralizada, de las grandes centrales eléctricas y con entrega los clientes finales a través de transmisión y la distribución de las líneas (véase Figura.2.1.11).

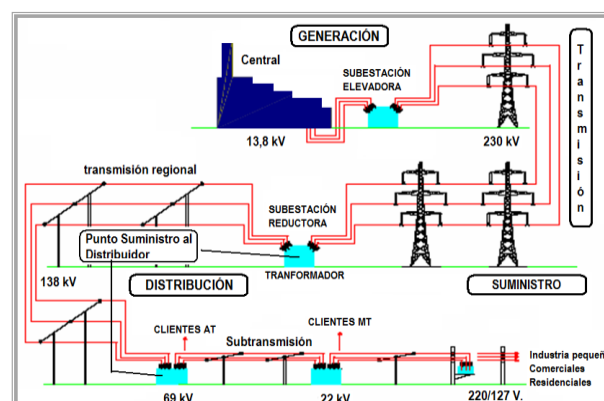


Figura 2.1.12.- El Sistema Eléctrico de Potencia con la concepción centralizada. [11]

También sería conveniente emplear los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica para reservar los excedentes de la generación. Las centrales de gran potencia y las de energías renovables a gran escala, por ejemplo, la eólica, pueden permanecer

conectadas a la red nacional de transmisión y suministrar una reserva de energía para garantizar la calidad del suministro.

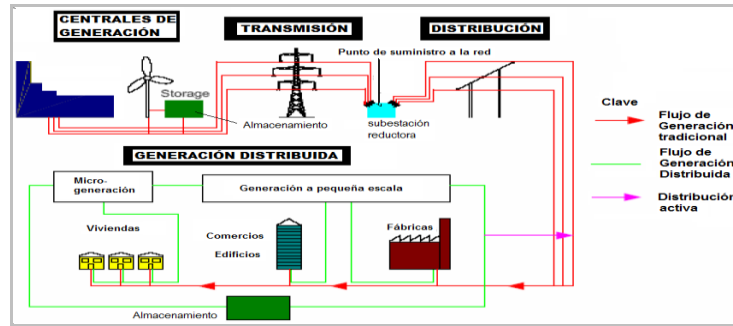


Figura 2.1.13.- Sistema Eléctrico de Potencia que contiene Generación Distribuida (Embebida) [11]

De esta forma el almacenamiento puede emplearse para propiciar el acondicionamiento de la salida que resulta variable para algunos tipos de fuentes de generación. En la figura 2.1.13 se representa el sistema eléctrico de potencia con un nuevo modelo o esquema en el ámbito de la subtransmisión (transmisión regional) y en especial en las redes de distribución.

2.1.4 CLASIFICACIÓN DE LA GD.-

Debido a las grandes variaciones en las definiciones utilizadas en la literatura relativa, las distintas acepciones se discuten además por otros aspectos o por medio de una clasificación para completar el amplio concepto de la generación distribuida, para hacerla con más precisión:

- El propósito;
- La localización u ubicación;
- Calificación por rango de capacidad de la generación distribuida;
- Área de entrega de potencia;
- Tecnología;
- Impacto ambiental;
- Modo de de Operación;
- La propiedad, y
- La penetración de generación distribuida.

A.- Por su Propósito o Aplicaciones

Para cumplir con los requisitos de una amplia gama de aplicaciones, es posible implementar diferentes tecnologías de GD, las cuales difieren de acuerdo como se afecta a la carga:

Reserva rodante (stand By): disponible como una reserva para abastecer la alimentación a las cargas sensibles, tales como las industrias de procesos y los hospitales, durante los cortes de servicio de la red.

Aislada/ Independiente: Son zonas aisladas que usan la GD como una potencia disponible en lugar de conectarse a la red, son sectores que por la ubicación geográfica, se hace costoso conectarse al SD.

Cortes de pico carga: El costo de la energía eléctrica varía de acuerdo a las curvas de carga de la demanda y la correspondiente generación disponible en el mismo tiempo. Por lo tanto, la GD puede aportar al suministro a cargas localizadas en las horas pico, bajando el costo de la tarifa eléctrica a los grandes clientes industriales que se utiliza para pagar las tasas de tiempo de uso (TOU time of use rates).

Aplicaciones Rurales: La GD puede proporcionar soluciones remotas independientes de la potencia necesaria como: la iluminación, calefacción, refrigeración, la

comunicación y algunos procesos industriales pequeños. También puede dar apoyo para regular la tensión del sistema en aplicaciones rurales (cargas sensibles) conectados a la red.

Provisión de energía de Ciclo combinado de calor y electricidad (CHP): La GD puede proporcionarse por medio de la Cogeneración de energía de alta eficiencia. Puesto que el calor producido, a partir de la conversión de combustible en el proceso en energía eléctrica, se utiliza en el sitio para un amplia gama de aplicaciones en hospitales, centros comerciales de gran tamaño y algunas áreas en los procesos industriales.

Carga de Base: Las distribuidoras propietarias de GD pueden aplicar como energía de base para proporcionar parte de la potencia requerida principal y apoyo a la red, para mediante la mejora del perfil de voltaje del sistema, la reducción de las pérdidas de energía y mejorar el sistema calidad de la energía.

Duración del Suministro y el tipo de alimentación: la duración en la salida de la energía de la GD varía significativamente según el tamaño de GD, el tipo y la aplicación utilizada. Su duración puede ser por un largo período de la oferta, principalmente para aplicaciones de carga base, la oferta inestable que se genera a partir de recursos renovables y período corto de la oferta, que se aplica en el suministro a la red. Puede hacerse una comparación de acuerdo a la cantidad de energía suministrada, su duración y su tipo (Ya sea la potencia activa, potencia reactiva, o ambos) como se muestra en la Tabla 2.1.1.

Capacidades de la GD: dependen del tipo de usuario (distribuidora o cliente) y/o las aplicaciones utilizadas. La clasificación más común utilizada se muestra en la figura. 2.1.15. Estos niveles de capacidad varían mucho de una unidad a un gran número de las unidades conectadas en forma modular.

Tipo de Potencia Generada: La salida de corriente eléctrica puede ser directa o alterna. Las baterías de FC, FV y producen corriente directa que es conveniente para cargas de corriente continua. Sin embargo, podemos convertir esta corriente a una fuente para cargas de CA y de conexiones a la red.

B. Localización:

La ubicación es virtualmente cualquiera en la red de distribución y hacia la subtransmisión. Sin embargo siempre hay limitaciones prácticas de tensión en función de la potencia. La ubicación más común o típica se da en el SD. En la figura siguiente se puede observar que según el nivel de tensión se eleva, el rango de potencia de la GD se vuelve más representativo.

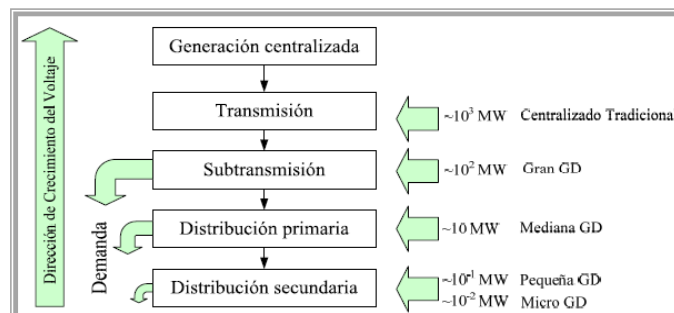
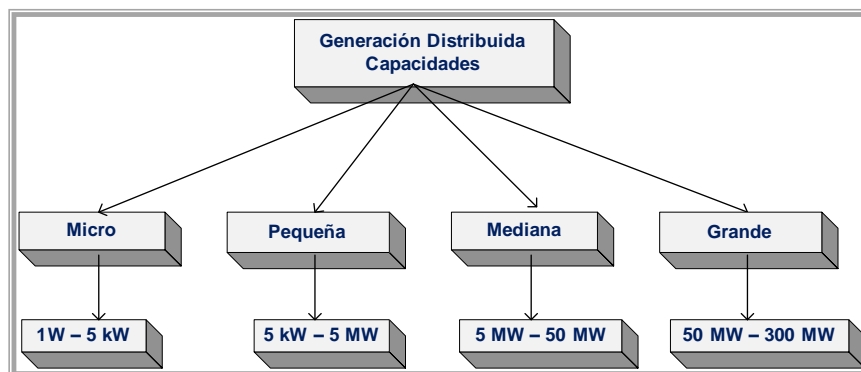


Figura 2.1.14 .- Localización por Crecimiento del nivel de Tensión en el SD y rango de la GD

C. Definición por el rango de capacidad de la GD en MW:

Uno de los criterios más obvios para definir la GD, se considera como la capacidad de generación de las unidades instaladas. Sin embargo, el estudio de las definiciones evidencia que no existe acuerdo en los niveles máximos de capacidad de generación, concluyendo que la capacidad de generación no es un criterio pertinente. Lo que implica que la capacidad de las unidades de generación relacionadas no es importante. Al contrario, muchas de las situaciones sobre normas, regulaciones y beneficios que se discutirán en los capítulos 3 y 4 se verán involucrados con la capacidad de las unidades de generación.

Ello también es debido a que las regulaciones varían de un país al otro, la potencia de la unidad de GD también varía de país en país.



Figura

Rango de capacidades de la GD [12]

2.1.15.-

Por lo anterior se puede decir que en cuanto a los rangos de capacidad instalada los investigadores clasifican a la Generación Distribuida de forma variada, lo que se debe a lo subjetivo del criterio para calificar a sus instalaciones como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación”. Es decir que mucho va a depender de la entidad, la región que hace la evaluación, por tanto en la literatura a disposición consultada, se manejan diferentes rangos como por ejemplo:

- Tan sólo unos cuantos kW, por ejemplo 3 kW.
- Menores a 5 kilowatts (kW);
- Mayores a 5 kW y menores a 5,000 kW;
- Menores a 50,000 kW;
- Menores a 100,000 kW;

Aunque mucho tiene que ver el nivel de tensión al cual se integran al sistema para su aporte al SEP ya sea desde unos cuantos kW hasta próximo a cientos de MW (DTI, 2001).

Por ejemplo el “Electric Power Research Institute (EPR)” la define como aquella Generación “desde unos pocos kW hasta 50 MW”.

El “Gas Research Institute (GRI)” interpreta a la GD por el rango de potencia típicamente entre 25 kW. y 25 MW. A diferencia de los investigadores como Preston and Rastler: que se refieren a la generación desde pocos kW hasta más de 100 MW

Los más pequeños, las micro GD que van de 1 a 5 kW, hasta las pequeñas centrales 5kW a 10MW, los de tamaño mediano de 5MW a 50MW y los gran tamaño desde 50 MW a 300MW (ver figura 2.1.15). A este respecto, en la referencia [3] se consideran Generadores Dispersos los de 5 kW a 500 kW que se conectan a la red de distribución

de BT y Generadores Distribuidos, desde 2 MW hasta 10 MW, estando conectados a la red de distribución de MT.

D. Por el área de entrega de energía:

Algunos autores definen a la GD por el área de entrega de energía, por ejemplo, toda la energía generada dentro de la red de distribución. En ciertas circunstancias, definir el área de entrega de potencia no es muy útil, como ilustra el siguiente ejemplo:

La compañía eléctrica de Nueva Zelanda Wairarapa operado una granja de 3,5 MW de viento en su 11/33 kV de la red de distribución del sur (el parque eólico es ahora propiedad de la cooperación de Electricidad de Nueva Zelanda).

La energía producida se utiliza casi en su totalidad dentro de su propia red, sin embargo, durante las noches con una demanda muy baja y altas velocidades de viento del parque eólico de hecho exporta energía a la red de transporte [13].

Una definición de la zona de suministro de potencia limitada a la red de distribución descalificaría este proyecto como la generación distribuida, a pesar del hecho de que es una típico proyecto de GD. Además, cualquier restricción de las áreas de energía en la definición de la DG daría lugar a complejos análisis del flujo de potencia en la red de distribución.

E. Tecnología Fuente de energía primaria:

Otra clasificación de la GD es el que se interpreta por el tipo de combustible utilizado, ya sean combustibles fósiles o no fósiles. Esta clasificación no es de uso general, pero se puede destacar hoy en día en el caso de las tecnologías emergentes, que emplea nuevos tipos combustible para emprendimientos de la GD.

La tecnología para algunos autores no es relevante para la definición. Por Ejemplo:

- CHP: Combined Heat and Power (Tecnologías son aptas para recuperar el calor: Calor + Potencia)
- Modular
- Renovables y No Renovables

F. Impacto Ambiental.-

Con seguridad y muy frecuentemente las tecnologías GD son consideradas amigables con el medio ambiente. Por lo que puede asumirse que el impacto ambiental no es relevante para la definición.

Pero hay beneficios ambientales adicionales, como el resultado de la reducción de pérdidas en la línea de transmisión, logrado por emplazamiento adecuado en términos de ubicación y tamaño de la unidad, lo cual podría mejorar aún más el equilibrio ambiental de la GD.

Aparte de eso, algunos han argumentado que una gran cantidad de DG podría obligar a las grandes unidades para operar por debajo de su eficiencia óptima, lo que conducirá a un aumento en las emisiones por kWh producido [14]. Otros aspectos, que hacer una comparación del medio ambiente son muy difíciles por las diferencias en la percepción sobre el riesgo de la energía nuclear estaciones de energía o en relación con el impacto visual de ruido, impacto y las necesidades de tierra de las turbinas eólicas, por ejemplo.

G.- Modo de Operación

El aspecto del modo de operación de la GD se basa en la opinión extendida de que es "relativamente libre de las reglas de operación de los sistemas centralizados (programación, fijación de precios del mercado de precios) .

Sin embargo, el modo de operación no es relevante. Pero hay situaciones, donde la generación distribuida recibe un tratamiento especial por las normas, se cuando por ejemplo: No es centralmente despachada.

H.- Sobre la Propiedad.

La experiencia actual en algunos países demuestra que las grandes empresas de generación de energía son inflexibles para desarrollar pequeños sistemas de GD.

Pero en otros casos se han visto iniciativas de que los proyectos va a ser desarrollados por empresas locales y financiadas en parte por entidades regionales, lo cual tiene más apoyo de la opinión pública que los proyectos de otras organizaciones como la empresa privada [2].

Hay cada vez más interesados y no hay ninguna razón para que la GD deba limitarse a la propiedad privada.

I.- Modo de Penetración de la GD.

El Nivel de Penetración de la generación distribuida (% Nivel GD), es la fracción de la carga total del sistema (Pload) que es servida por la GD. Algunos autores suponen que la GD parte de las siglas de la generación de energía totalmente descentralizada, que hace que no se requiera de grandes líneas de transmisión o centrales de generación. Otros autores suponen que la GD será capaz de proporcionar solamente un fracción de la demanda local de energía.

El motivo de esta aproximación se basa en el hecho que la definición del nivel de penetración es en sí mismo problemática. Esta cantidad de GD que se debe poner con relación a un área, por ejemplo, sistema de distribución local o en todo el SEP. La definición de esta área, sin embargo, podría influir significativamente en la evaluación del valor final del nivel penetración.

2.1.5 OTROS Y ASPECTOS DE LA GD.-

Definición FGL

Observado el diagrama se pueden identificar varias instancias de un Punto de Conexión Común (PCC) para la Generación Distribuida: ya sea aquella fuente de energía eléctrica conectada al SEP, en un punto muy cercano o en la ubicación del consumidor, o del lado de éste o de la red, siendo lo suficientemente pequeña comparada con las centrales de producción de energía eléctrica.

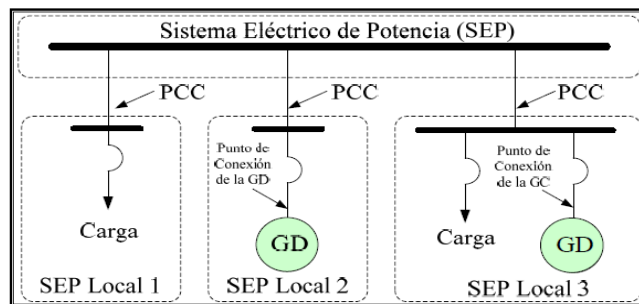


Figura 2.1.16.- Instancias del Punto de conexión del Consumidor (PCC)

Período de suministro de Energía	Tipo de GD	Observaciones
Suministro a largo plazo	Centrales de turbinas de gas ; Celdas de Combustible (FC).	Proporcionan P y Q, excepto las FC que dan solamente P. Usado como proveedor de carga base.
Suministro de sistemas Inestables	Sistemas de energía renovables; Parques o campos FV, WT	Depende de las condiciones climáticas. Proporcionan P sólo y necesita una fuente de Q en la red. Se utiliza en lugares remotos. Necesitan control en su operación en algunas aplicaciones.
Suministro de Corto plazo	Unidades de almacenamiento FC, baterías, células fotovoltaicas.	Se utiliza para la continuidad del suministro. Almacena energía para su uso en situaciones necesidad de un período corto.

Tabla 2.1.1.- Comparación entre los tipos de energía comunes por potencia y tiempo

La “International Energy Agency (International Energy Agency, 2002)”, Es un Organismo que se refiere a la GD como “la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución”. Por tanto, casi la totalidad de autores coinciden en una característica fundamental de la GD: estar conectada en las redes de distribución, pero la mayor discrepancia surge en el tamaño o potencia de la GD aunque siempre se trata de generadores de menor tamaño que los generadores tradicionales.

La Definición de la norma IEEE P1547-2003 de interconexión al SD sobre Generación Distribuida (GD) especifica:

Generación eléctrica conectada a un área de sistemas de potencia a través de un PCC, un subconjunto de los recursos distribuido RD. Pero como se en el cuadro siguiente se mantiene el hecho de que existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD:

- El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW.
- En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW.
- EscoVale Consultancy, importante firma consultora del Reino Unido, sugiere el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.
- En el mercado sueco la capacidad de la GD es de hasta 1,5 MW. Este valor no es suficiente para decidir que esta calificación es para la GD o no, debido al análisis de los siguientes casos:

En el caso de la energía eólica, Suecia planea instalar centrales eólicas en el mar, con una capacidad máxima de 1000 MW. Cada aerogenerador será de 1,5 y 3 MW, lo que puede ser considerado como una GD basado en la calificación no modular la capacidad de la central eólica total.

Del análisis anterior no hay un denominador común en la definición y calificación debido a la capacidad máxima de la GD conectada a la red de distribución, ello depende exclusivamente de la capacidad del sistema de distribución y su nivel de tensión.

2.1.6 CONCEPTOS AFINES A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hay algunos conceptos que complementa la definición de Generación Distribuida y dada la diversidad de criterios como se ha visto, permiten completar los elementos afines que servirán de apoyo para en los siguientes capítulos cumplir los objetivos de dar una visión global del problema e incentivar su desarrollo a nivel del País.

Recursos Distribuidos (RD)

Recursos Distribuidos (RD): Término que se refiere a las Fuentes de potencia eléctrica que no están directamente conectadas a los sistemas de transmisión. Los RD incluyen tanto generadores como tecnologías de almacenamiento.

- Los Recursos del lado de suministro y de la demanda que pueden ser empleadas a lo largo de un sistema de distribución para cumplir con las necesidades de confiabilidad del consumidor servido y su sistema.
- Los Recursos distribuidos pueden ser instalados ya sea del lado de la empresa eléctrica o del consumidor Generación distribuida + recursos del lado de la demanda.

Entonces Generación Distribuida (GD) es la Generación eléctrica conectada a un área de sistemas de potencia a través de un PCC, un subconjunto de los recursos distribuido RD.

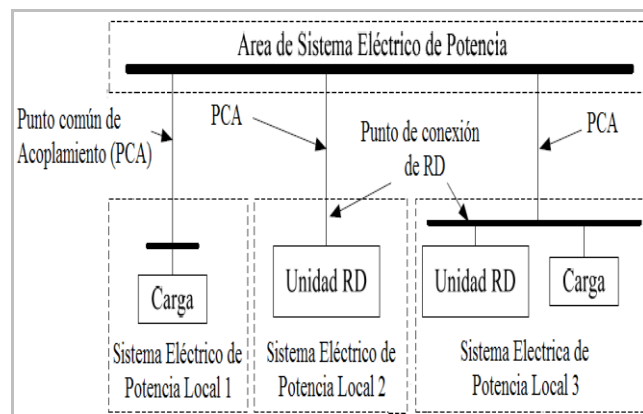


Figura 2.1.17.- Detalle del emplazamiento de RD [15]

Recursos del lado de la demanda:

- Gerencia de la demanda: para mover el pico de la demanda.
- Opciones de eficiencia energética: reducir el pico de la demanda.
- NO son basados en generación local dentro del sistema del consumidor pero reducen la demanda.

Fuentes de Energía Distribuida (FED)

La generación de electricidad, empleando plantas clasificadas como relativamente pequeñas comparadas con la generación convencional y los costos cada vez más bajos por cada MW generado; ha dado lugar a que la relación eficacia-potencia que dictaba en el pasado la economía de escala de los sistemas de generación, desaparezca, surgiendo el concepto de la Generación Distribuida y las fuentes de energía distribuida (FED, DER, Distributed Energy Resources) que se refieren a una variedad de tecnologías pequeñas, modulares para la generación de potencia que pueden ser combinadas con sistemas de administración y almacenamiento de electricidad a fin de mejorar la operación del suministro de electricidad, pudiendo estas tecnologías estar o no conectadas a la red eléctrica.

En este contexto, las Fuentes de Generación Distribuida (FGD) –pequeños generadores típicamente localizados cerca o donde está el usuario y han surgido como una opción para satisfacer el crecimiento en las necesidades de energía eléctrica del usuario,

teniendo especial énfasis en la confiabilidad y la calidad de energía [16]. y de este modo, donde la energía es generada (tanto eléctrica como térmica) y próxima a donde también puede ser utilizada.

Empresa Distribuida (ED)

El término Empresa Distribuida se refiere o representa el modelo de un Sistema de Distribución a futuro, cuya arquitectura estaría basada en la Generación Distribuida, en los recursos distribuidos y dependerá de la capacidad distribuida.

El concepto ha sido desarrollado en los EE.UU., donde se cuenta como un modelo que es de uso común.

Potencia Distribuida - Descentralizada (PD)

Se refiere a la propia Generación Distribuida, pero a la cual se le agregado las tecnologías de almacenamiento de energía. Para este caso se emplean sistemas como los volantes (flywheel), grandes celdas de combustible regenerativas, sistemas de almacenamiento por compresión de aire (SMES) y sistemas de bombeo hidráulico.

Es un modelo algo menos conocido que los términos de la GD o el de Recursos Distribuidos (RD), lo cual probablemente se debe a que se hace más difícil de definir claramente. La capacidad distribuida incluye todos los aspectos de recursos distribuidos, además de los requerimientos de capacidad de transmisión/distribución.

Dado que una de las razones para instalar la GD es reducir el pico de la demanda.

- La GD no incluye capacidad de reserva alguna.
- La red de transmisión/distribución ha de ser capaz de cubrir, al menos, la misma generación usualmente suministrada por la GD.
- La red de transmisión/distribución será sobredimensionada y el factor de carga será peor que sin generación distribuida.

La Potencia Distribuida, incluye los requisitos de la GD y de los Recursos Distribuidos, pero además de la capacidad de reserva, por ejemplo, generadores de respaldo o gerencia de la demanda, para minimizar los requerimientos del sobredimensionamiento del sistema de transmisión/distribución.

Micro red (μgrid)

El Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), es el pionero en el concepto de micro-red (microgrid), que se define como aquella forma alternativa a la integración de Fuentes de GD de pequeña escala en los sistemas de distribución y al amplio sector de energía eléctrica actual (macrogrid).

La Micro-red, asume una agregación de cargas y microfuentes (microsources) operando como un solo sistema, entregando tanto energía eléctrica como calor.

La característica principal de las tecnologías de fuentes de energía distribuida, es que son candidatas para ser usadas en el concepto de micro-red, es su interconexión a través de inversores y capacidad de potencia genérica o no particularizada.

2.1.7 INDICADORES DE INTEGRACIÓN DE LA GD

Debido a las tendencias de integración de la Generación Distribuida a los sistemas de potencia tradicionales, se hace necesario identificar los casos y características que de ellas se derivan, para lo cual se incorporan algunos indicadores cualitativos y

cuantitativos, que ayudarán a determinar el impacto y comportamiento de los sistemas interconectados. [17]

Para realizar una caracterización cuantitativa y proponer los posibles escenarios de incorporación de la GD en el sistema de potencia es imprescindible la definición de la cantidad y capacidad de las fuentes de generación.

Los investigadores han propuesto para ello dos indicadores que permiten dicha caracterización y se explican a continuación.

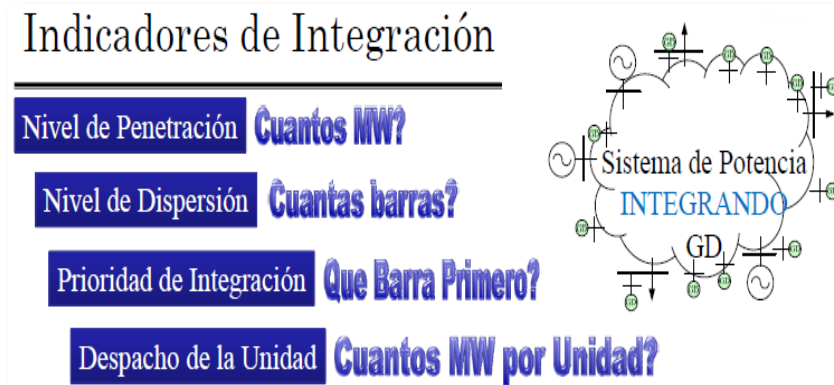


Figura 2.1.18.- Detalle del emplazamiento de RD

2.1.7.1 Nivel de Penetración [18]

La definición del El Nivel de Penetración de la GD (% Nivel GD), interpreta la fracción de la carga/demanda total del sistema (P_{Load}) que va a ser suplida por la GD, siendo definida o evaluada por la expresión:

$$\% Nivel_GD = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\%$$

Donde PGD es: Potencia producida por la Generación Distribuida.

Si sólo se considera la generación centralizada, el nivel de penetración es del 0%, en tanto que cuando se dé un nivel de penetración del 100%, caso en que la capacidad de GD, instalada en la red se iguala a la demanda.

Este índice es aún relativo, pues el nivel de penetración viene expresado en base a la carga conectada a un área del SEP (P_{load}).

También es posible definir, cualitativamente algunos escenarios posibles para la evolución del mercado del nivel de penetración de la GD en un área del SEP o del SD:

Escenario Baja Penetración:

Considera un nivel menor al 30%. Los valores bajos de GD, establecen un mercado conservador con muchas barreras económicas y técnicas, que harían poco atractiva incorporación de este tipo de fuentes.

Escenario Semi-Ideal: Corresponde a una penetración del 50% de la carga total instalada en el sistema. Lo cual denota un posible ambiente de libre mercado.

Escenario Ideal: Considera una penetración total (100%). La capacidad de generación instalada es igual a toda la carga del sistema. El despacho central podría minimizar la producción de la generación centralizada a valores casi nulos. Un mercado de completa competencia, sería capaz lograr la situación de penetración máxima con fuentes de GD.

Escenario Utópico: Con capacidad instalada de GD, extraordinariamente superior a la carga, lo cual impulsaría la exportación de energía. Con un mercado tan favorable, al uso y negocio que facilita intercambios con la red centralizada.

2.1.7.2 Nivel de Dispersión [18]

Se debe considerar un área del sistema de potencia que refleje el número de puntos en la red para describir este índice en donde se tenga conectada GD, en función de los nodos de la carga conectada. El Nivel de Dispersión de la generación distribuida (%Dispersión GD), es la razón del número de nodos con inyección de GD (#BusGD) y el número de nodos con Demanda:

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{\#Nodos_{GD}}{\#Nodos_{Carga}} \times 100\%$$

El nivel de Dispersión GD es 0% si sólo existe potencia generada desde el sistema centralizado o el otro extremo, si la GD se aplica en todos los nodos donde existe demanda de potencia (100%).

En el caso de sistemas de distribución y especialmente en topologías radiales, la generación centralizada se identifica en forma casi directa por las magnitudes de potencia manejada, por el contrario, para sistemas mallados y con varios centros de generación, es más complicado. Por otra parte, el nivel de dispersión resulta, especialmente adecuado, en la generación distribuida en operación en paralelo cuyo objetivo, principalmente, es la compensación de la carga local en topologías radiales.

Los principales escenarios de dispersión que se identifican en esta investigación son:

- **Baja Dispersión:** Se consideran un nivel de dispersión menor al 30%; lo cual puede ser un caso algo común y fácil de alcanzar en un mercado no liberalizado.
- **Semi-Ideal:** la generación distribuida ha sido instalada en la mitad de los nodos con carga conectada. Tal situación correspondería, a un mercado adecuado para que los consumidores reciban incentivos para la conexión de generación distribuida localmente.
- **Ideal:** Se considera el caso que incorpora una dispersión total, se cuenta con Generación Distribuida instalada en cada nodo de carga del sistema; resultaría una condición ideal con implicaciones de un mercado completamente liberalizado, con regulaciones que propician incentivos para que los consumidores instalen su propia generación distribuida.
- **Utópico:** La capacidad instalada de GD es superior a la carga de modo que permite la exportación de energía a la red.

2.1.8 PANORAMA DE EVOLUCIÓN DE LA GD

Aunque los investigadores no coinciden en el papel que jugará en el futuro la generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia; a menudo se mencionan posibles escenarios como los mostrados en la Figura [2.1.19].

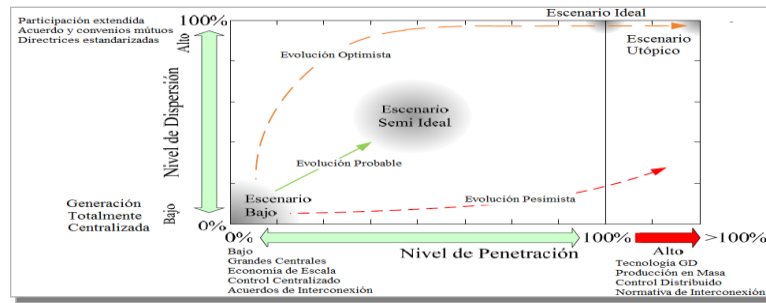


Figura 2.1.19.- Posible Evolución del Nivel de Penetración y Dispersión de la GD [18]

De acuerdo al esquema de la figura 2.1.19 se explica:

2.1.8.1 Evolución Pesimista.- Es un modelo para los mercados cerrados, con un duro control no surge en el corto plazo competencia en la actividad de producción de electricidad. La Generación Distribuida solamente evolucionaría promovida por el interés de las empresas generadoras, en la búsqueda de un mecanismo simple y económico de diferir inversiones en sistemas de transporte (transmisión, subtransmisión, distribución). Con este esquema se da baja dispersión de la GD y que el tamaño de las unidades sea considerablemente mayor. La GD se ubica en un ambiente poco competitivo y la visión tradicional de economías de escala y maximización de la inversión son su motivación.

2.1.8.2 Evolución Natural o Probable.- Este caso de los mercados eléctricos, indica una integración paulatina de la Generación Distribuida. La liberación de los mercados, es una realidad en algunos países si hay libre competencia en generación, que permite surjan nuevos elementos en el negocio de producción. Consumidores y productores independientes, tienen en la GD, una nueva alternativa para mejorar rol en la red. Y en escenario, a mediano plazo habría mejoras considerables de las tecnologías con una reducción de costos de producción de las fuentes de GD, impulsando la penetración en el mercado.

2.1.8.3 Evolución Optimista.- Un ambiente excepcionalmente liberalizado con incentivos para la producción de energía por parte de los consumidores, lo que desencadenará un crecimiento rápido en la GD en los sistemas de potencia tradicional. Al inicio, este escenario se orienta hacia una baja penetración, donde los consumidores operan sus unidades para satisfacer la demanda de potencia local y se aprovechen los beneficios de la generación distribuida.

Con una evolución favorable en las tecnologías asociadas a esta generación, los usuarios pueden llegar a exportar energía a la red, con un rol activo en las condiciones operativas de la red. Haciendo posibles los escenarios con niveles de dispersión altos y una penetración mayor.

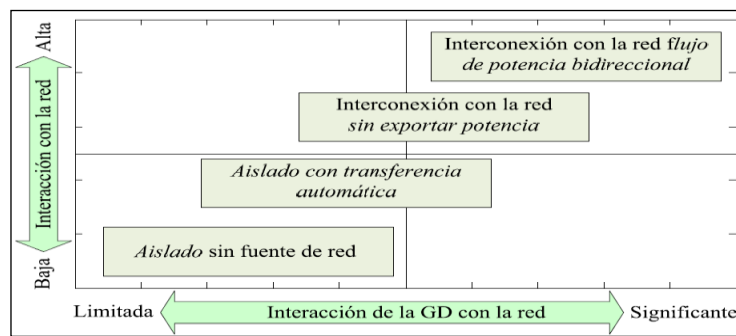


Figura 2.1.20.- Modelos de interacción con la red por el modo de interconexión de la GD [18]

2.1.8.4 Modelo aislado sin fuente de red, es una situación que se presenta de forma intencional, como en el caso de la adición de cargas y generación, por parte de los usuarios, en operación perfectamente independiente del área del sistema de potencia (micro malla), o como consecuencia de una falla en el área del sistema de potencia, siendo posible la operación en forma aislada o autónoma.

2.1.8.4 Interconexión con la red en flujo de potencia bidireccional, La filosofía de un sistema de GD interconectada, se aplica al caso de, es decir la posibilidad de conexión de la GD al área de sistema de potencia, suministrando la propia carga parcialmente inmediatamente conectada o inyectando potencia a la red.

2.1.9 CRITERIOS DE INTEGRACIÓN

Una vez satisfechos todos los requerimientos técnicos y económicos de la interconexión, existen una gran cantidad de factores que afectan la localización y el dimensionamiento de las fuentes de generación distribuida: tecnología, modo de operación, propietario, etc.

A fin de evaluar el impacto que la integración de unidades de GD tendría en un sistema de potencia, se hace necesario definir un mecanismo para superar la incertidumbre en los aspectos de la localización y el dimensionamiento de la unidad. Una posible solución en vista de la inexistencia de un acuerdo en los aspectos mencionados, consiste adoptar ciertas consideraciones de integración de las unidades de GD, denominada prioridad por carga.

Instalación de GD en las barras de carga: Las iniciativas para la instalación de la GD pueden venir tanto del consumidor como del proveedor de servicio eléctrico, motivados por conveniencia o acuerdos logrados en ambos lados. Esto implica que la GD puede ser instalada en cualquier punto de la red, donde técnicamente se disponga del acceso de acuerdo a las reglas establecidas por el ente regulador (Centro Nacional de Control) de interconexión. Sin embargo se ha considerado que la unidad de GD será instalada en la barra de carga y al nivel de voltaje de ésta..

Prioridad de integración: Ante la instalación de las unidades de generación distribuida en un sistema eléctrico de potencia, no existe un mecanismo que defina, cual debe ser el orden de prioridad que la GD se incorpora a la red. Dependiendo de los intereses del consumidor o del operador de la red, son muy amplias las combinaciones que definen las secuencias posibles del orden de prioridad de las barras. Un posible escenario, se basa en que la instalación se sirve para satisfacer parte de la carga local y el saldo para exportar; lo cual resultaría atractivo para el caso inverso, especialmente si hay consumidores con gran demanda. En tal caso, se determinaría que el orden de prioridad en la integración de la GD se realice de la barra de mayor demanda hacia la de menor demanda.

Despacho de la Unidad: La potencia a ser generada por cada unidad de GD es un aspecto de que depende de muchos factores y resulta complejo. Un caso posible, será mantener el criterio de que la GD es despachada como una función de la fracción de la carga local conectada y el nivel global de penetración y dispersión planteado en un escenario..

Caracterización de Escenarios

A fin de efectuar una descripción de los diferentes escenarios de integración posible de la GD a los sistemas de potencia aplicando indicadores cuantitativos, se ha decidido tomar una red de prueba, y emprender los cálculos pertinentes.

La caracterización cuantitativa de los escenarios posibles de integración de GD es realizada tomando en cuenta los siguientes indicadores:

- Nivel de Penetración.
- Nivel de Dispersión.
- Prioridad de instalación de la GD.
- Despacho de las unidades de la GD

Es necesario hacer notar que se mantiene una significativa incertidumbre en el tipo de soluciones que se aplicarían para que la GD vaya integrándose a los sistemas de potencia tradicionales. Por lo que debe ser uno de los objetivos de las entidades reguladores que ponga sus mejores esfuerzos por definir criterios para que la GD pueda ir tomando protagonismo al irse integrando en las redes.

Pero además se requiere que para establecer en modo efectivo los nodos en que la GD ha de ser instalada y el valor de la potencia a ser despachada por cada unidad, la determinación de los criterios denominados prioridad por carga. Los cuales se basarán en la posibilidad de que ya sea por iniciativa del cliente o del operador de la red, siempre se ha de desear que el nodo con mayor demanda sea despachado primero y en mayor valor.

Todo lo anterior será objeto de un estudio más detallado en el capítulo siguiente en el cual con la información estadística proveniente de fuentes como el CONELEC y el CENACE para el sistema eléctrico ecuatoriano permitirá tener una mejor idea de cómo se podría ir configurando el concepto de la GD en cuanto a los rangos de potencia, niveles de penetración y dispersión, así como cuales serán las medidas se deberán tomar en cuanto a incorporar y/o mejorar las leyes y reglamentos para incentivar el surgimiento de estos sistemas que tanto provecho están dando en otras regiones.

2.2 TECNOLOGÍA DISPONIBLE EN EL MUNDO

Objetivos en este subcapítulo.-

Examinar las tecnologías disponibles, sus aspectos técnicos económicos y ventajas y desventajas, para que permitan ver más adelante las potencialidades de empleo en diferentes aplicaciones.

2.2.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente están disponibles, muchas tecnologías para hacer la transformación de las energías primarias que utilizan generadores en tamaños relativamente pequeños con respecto a la generación convencional y por supuesto con menor costo por cada MW instalado, siendo una evolución tecnológica de importancia estratégica. Anteriormente la relación de eficiencia determinaba las economías de escala de los generadores, pero la nueva situación tiende a minimizar uno de los factores básicos que justificaban económicamente las grandes centrales.

El tamaño de estos nuevos generadores no requiere de un sistema de transmisión sino que a conectarse directamente a la red de distribución y se consume en el lugar próximo a donde es producida.

Con este modelo, la red de transmisión no siempre requiere ser ampliada, evitando o difiriendo los correspondientes costos de inversión en esta etapa funcional, reduciendo

las pérdidas de energía que se producirían si tal red se ampliara. En consecuencia, la tendencia por a un cambio de la topología de los circuitos eléctricos de los SEP.

Durante este corto periodo que la humanidad dispone de la electricidad, la evolución del ciclo tecnológico ha sido una evidencia del cambio que ha ocurrido en la concepción de las plantas generadoras, como se observa en la Fig. 2.2.2, donde se muestra la evolución del tamaño medio de dichas centrales de generación en los EEUU.

Según el gráfico, el tamaño medio de las centrales creció constantemente en el período 1920 -1949, a una tasa media anual de casi 5.5 %. Luego en la siguiente década, la tasa se incrementó al 17%. En los 80', surge la tecnología del gas, conjuntamente con el fin de la era nuclear, con lo que se produce un cambio radical en el comportamiento que se venía observando; se puede apreciar que el comportamiento es descendente, cuando en 1994 se presentan valores inferiores a 30 MW en el tamaño medio de dichas plantas generadoras. [18]

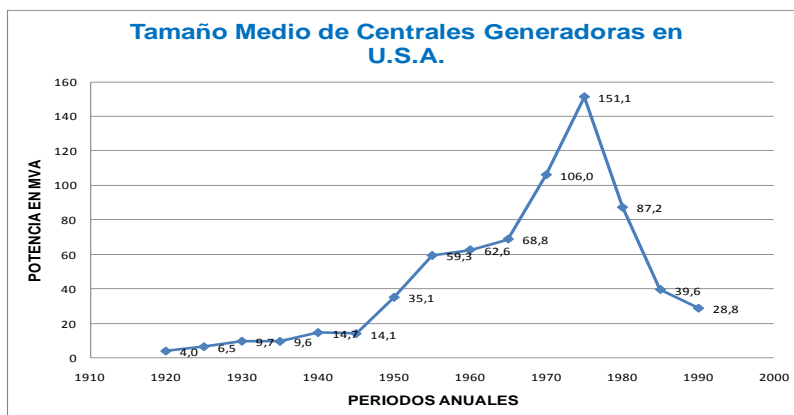


Figura 2.2.1.- Tamaño medio generadoras USA (1920 -1994). Muestras al 100 % 13.566 unidades [19].

Revisando el modelo de la nueva concepción de la industria eléctrica, la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la figura 2.2.2. Por el contrario, tenemos ahora un esquema como el de la figura 2.2.3., en el cual parte de demanda se cubre por la generación central, mientras que lo demás es aporte de la GD. Hay que diferenciar en el esquema la autogeneración de energía, es decir aquellos casos en que un consumidor produce energía eléctrica para sí mismo, aunque también se puede considerar como GD.

En estas condiciones y teniendo en cuenta la magnitud del mercado eléctrico nacional, con menores posibilidades de explotar un recurso natural concentrado, la capacidad del mercado de capitales y el acelerado avance tecnológico Figura 2.2.3 muestra la nueva concepción de la industria eléctrica.

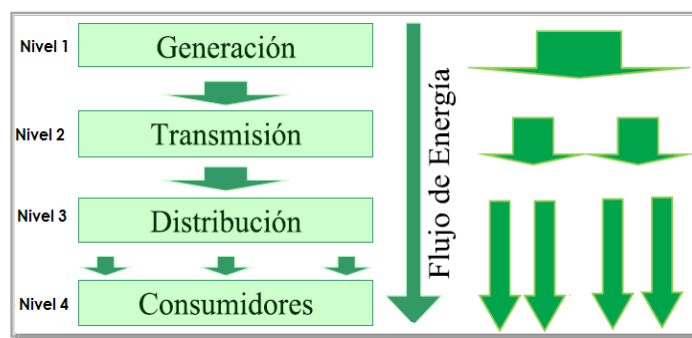


Figura 2.2.2.-Esquema Tradicional de concepción del SEP

En de la nueva concepción, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos formas:

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.
- Instalando GD.

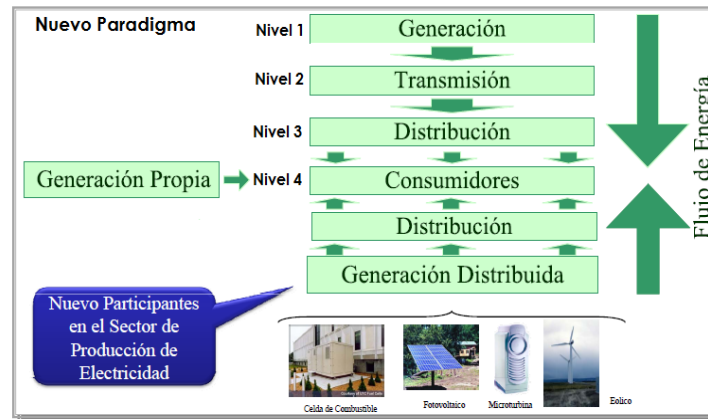


Figura 2.2.3.- Esquema de la Nueva concepción del Sistema y las Tecnologías GD [20]

La decisión puede llevar a la instancia de resolver un problema de optimización técnico – económico, es decir:

- Una gran central de tecnología actual conectada al sistema de transmisión, siempre es más eficiente que una pequeña central de GD (las economías de escala son representativas cuando las dimensiones de un generador crecen en magnitud). Sin embargo, que sucede si por ejemplo se planea repotenciar una antigua central de generación, cuando puede ser probable que el costo de instalar una nueva planta generadora distribuida, sea más económico. Al analizar las opciones, los costos que se deben comparar corresponden a aquellos de la central de GD versus una central convencional pero incluyendo sus costos de conexión correspondientes a la transmisión asociada, los costos hundidos como también sus costos de mantenimiento y las pérdidas acumuladas, además se debe que sortear la problemática del impacto y costos ambientales.
- La GD por el contrario, por su cercanía a la carga, no utiliza la red de transmisión y evita sus costos pero los costos de construcción de las redes de transporte se han incrementado, en la mano de obra y en las restricciones de servidumbre, estéticas y de diseño, por el contrario, los costos en la GD han caído ya que son sistemas que se construyen en forma estándar y una gran modularidad que favorece su transporte y montaje (Willis, H and Scott, W. 2000).

Se debe también tener en cuenta que la GD puede presentar beneficios adicionales al sistema eléctrico como:

- Reducción de pérdidas en las redes de distribución.
- Incremento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Mejor control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Generación energía limpia utilizando fuentes renovables (GDR - Generación Distribuida Renovable).
- Atomizando y descentralizando la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para incentivar la competencia.

Como consecuencia, la GD presenta varias ventajas frente a la generación central convencional, las que serán discutidas y analizadas en los capítulos 2 y 3.

Sin embargo, la decisión última debería ser el resultado de un estudio detallado para el caso particular en consideración.

2.2.2 TIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SU TECNOLOGÍA

Hay diferentes tipos de GD desde el punto de vista de su construcción y tecnología, como se muestra en la figura. 2.2.4., los cuales pueden someterse a comparación para ayudar en la toma de la decisión con respecto a qué tipo es más adecuado en las diferentes condiciones, sin depender de la fuente de energía. La mayoría de las tecnologías y los modelos de la nueva DG son aplicables a fuentes y energías emergentes, entre ellas:

Microturbinas y Pilas de combustible.

Los aspectos tecnológicos que caracterizan hoy en día el desarrollo de cada una de las tecnologías de GD, así como otros aspectos importantes relacionados con los sistemas de almacenamiento e interconexión.

Cabe hacer notar que algunas de las tecnologías que se describen, se utilizan principalmente en generación a gran escala, pero también hay aprovechamientos a pequeña escala que se presentan como soluciones viables.

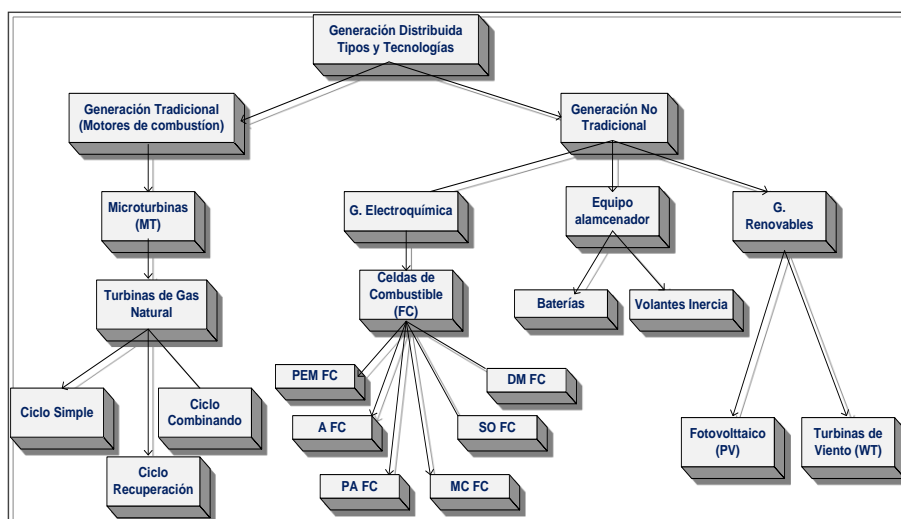


Figura 2.2.4.- Tipos de tecnología de GD [20]

En los puntos siguientes se presentará una explicación breve de las tecnologías, resaltando sus aspectos más importantes como opciones que al momento se emplean en el SEP en varios ámbitos complementarios a de la generación centralizada a gran escala.

2.2.3 CLASIFICACIÓN POR TECNOLOGÍA DE LAS FUENTES DE GD

Las tecnologías la conversión de energía por parte de la generación distribuida, también emplean combustibles fósiles, con emisiones contaminantes al medio ambiente. Es decir son las que también pertenecen al grupo conocido como de energías convencionales.

Las tecnologías de generación se pueden dividir en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen combustibles fósiles impulsando a microturbinas. Las segundas se refieren a las fuentes de energía renovable que comprenden los recursos que no están sujetos a la depreciación, como la microhidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Tecnología	Tamaño típico disponible modulo (MW)	Precio USD \$/kW
<i>Turbinas a Gas de Ciclo Combinado</i>	25–400	1.800 - 3.700
<i>Motores de Combustión Interna</i>	0,005–10	400 - 750
<i>Turbinas de Combustión</i>	1–250	520 - 1.400
<i>Micro-Turbinas</i>	0,035 – 1	1.400 - 1.450
Renovables		
<i>Pequeñas Hidros</i>	0,1–100	1.900 - 5.000
<i>Turbinas de Eólicas</i>	0,002 – 5	1.000 - 2.000
<i>Arreglos Fotovoltaicos</i>	0,01 – 0,5	6.000 - 7.500
<i>Solar térmica, sistema Lutz</i>	5 – 100	6.000 - 7.500
<i>Biomasa - biogas combustión eléctrica</i>	0,5 - 25	1.200 - 2500
<i>Biomasa - biogas combustión térmica</i>	+100	1.500 - 2.000
<i>Biomasa - biogas gas</i>	0,5 - 50	800 - 1.200
<i>Celda de combustible, ácido fosfórico</i>	0,200 - 2	300 - 3.500
<i>Celda de combustible, carbonato fundido</i>	0,25 – 2	800 - 2.000
<i>Celda de combustible, intercambio de protones</i>	0,001 – 0,25	4.000
<i>Celda de combustible, óxido sólido</i>	0,250 – 10	1.300 - 2.000
<i>Geotérmico</i>	5–100	800 - 3.300
<i>Energía del océano</i>	0,100 – 1	4.000 - 7.000
<i>Motor Stirling</i>	2–10 kW	ND

Tabla 2.2.1.- Tecnologías disponibles y tamaño de la GD

También se puede destacar el grupo de las tecnologías que se utilizan para la obtención simultánea de electricidad y calor -en forma de agua caliente, vapor, aire caliente- (cogeneración) o calor, frío y electricidad (trigeneración). Las fuentes de generación más utilizadas para estas tecnologías combinadas denominadas de cogeneración, son los motores alternativos, las turbinas de gas, las micro turbinas y las pilas de combustible. También se utilizan las turbinas de vapor.

En el cuadro adjunto se presenta un resumen de las tecnologías con su rango típico de aplicación o disponible por módulo de generación. Hay una variedad de principios de conversión en las tecnologías empleadas para la Generación Distribuida, las mismas incluyen:

- Máquinas Térmicas
- Celdas de Combustible
- Sistemas de conversión de energía del viento
- Sistemas de conversión de energía del sol

Otra clasificación se la hace en función de la energía primaria que utilizan, habiendo dos grandes categorías para ello: GD no renovable y GD renovable.

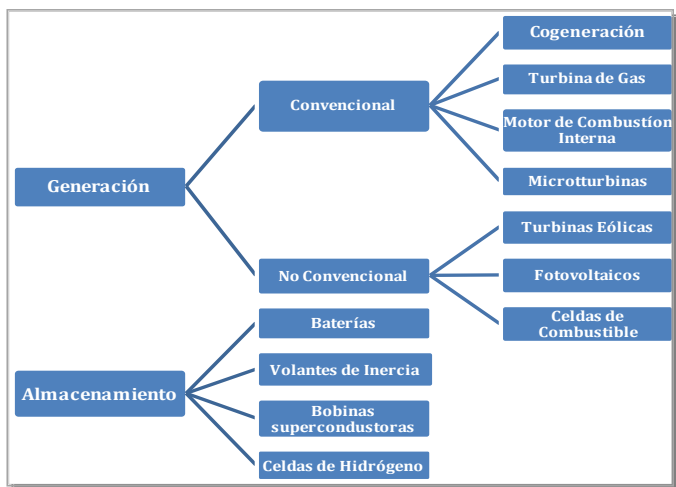


Figura 2.2.5.- Clasificación de Tecnologías y almacenamiento por la fuente.

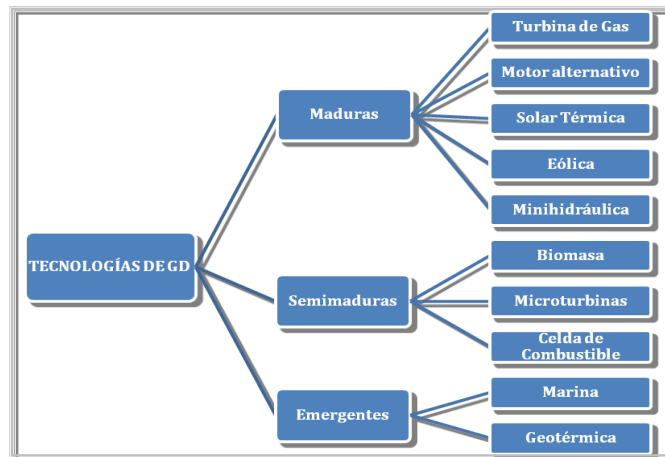


Figura 2.2.6.- Clasificación de Tecnologías por su estado de desarrollo.

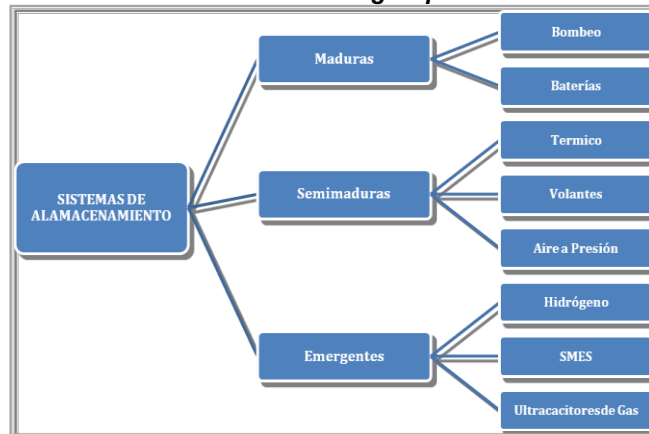


Figura 2.2.7.- Clasificación de los sistemas de almacenamiento por su desarrollo.

2.2.4 CLASIFICACIÓN PARA MODELACIÓN

La dinámica de las fuentes de generación distribuida, es fundamentalmente diferente a la de las tecnologías empleadas en las plantas convencionales de generación centralizada, ya que algunas tecnologías no poseen partes móviles, mientras que otras poseen muy poca inercia y para conectarse a la red suministro, requieren convertidores de electrónicos de potencia.

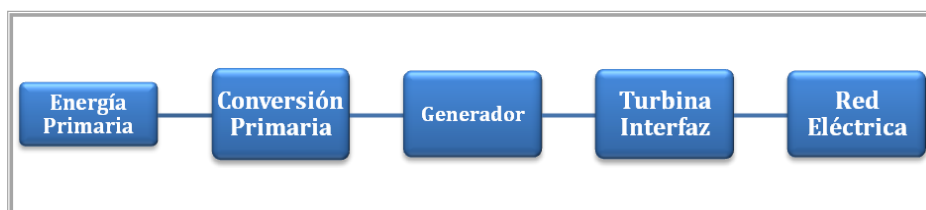


Figura 2.2.8.- Clasificación de los sistemas para modelación.

<i>Tecnología</i>	<i>Energía Primaria</i>	<i>Conversión Primaria</i>	<i>Generador</i>	<i>Interfaz</i>
<i>Motor de Combustión Interna</i>	<i>Diesel, Gas Natural o Biocombustibles</i>	<i>Motor de Combustión Interna</i>	<i>Sincrónico</i>	<i>No</i>
<i>Micro-Turbinas Turbinas a gas ciclo combinado Turbinas de combustión</i>	<i>Diesel, Gas Natural o Biocombustibles</i>	<i>Turbina a gas</i>	<i>Sincrónico Asincrónico Imanes pmanentes</i>	<i>Convertidor dc-ac según el esquema</i>
<i>Pequeñas Hidros</i>	<i>Agua</i>	<i>Turbina de Hidráulica</i>	<i>Sincrónico Asincrónico</i>	<i>Convertidor dc-ac según el esquema</i>
<i>Sistema de Conversión de Energía</i>	<i>Viento</i>	<i>Turbina de Viento</i>	<i>Sincrónico Asincrónico Imanes permanentes</i>	<i>Convertidor dc-ac según el esquema</i>
<i>Solar térmica Sol Sincrónico No</i>	<i>Sol</i>		<i>Sincrónico</i>	<i>No</i>
<i>Celdas de Combustible</i>	<i>Hidrógeno</i>	<i>No</i>	<i>No</i>	<i>Convertidor dc-ac según y dc-ac</i>
<i>GeotérmicoNo</i>	<i>Recurso geotérmico</i>	<i>Turbina a vapor</i>	<i>Sincrónico</i>	<i>No</i>
<i>Energía del OcéanoEsquema</i>	<i>Olas o mareas</i>	<i>Varios</i>	<i>Varios</i>	<i>Según el esquema</i>
<i>Motor Stirling</i>	<i>calor</i>	<i>Motor Stirling</i>	<i>Sincrónico Asincrónico</i>	<i>Convertidor dc-ac según el esquema</i>

Figura 2.2.9.- Modelo genérico de las fuentes de Generación Distribuida

2.2.5 CLASIFICACIÓN POR SU IMPACTO AMBIENTAL

Tecnología	Fortalezas		Debilidades	
Motores Reciprocante	Bajo costo de capital	Flexibilidad de combustibles	Emisiones altamente contaminantes al aire	Ruido elevado nivel
	Alta Confiabilidad	Rápido arranque	Mantenimiento Frecuente	Salida Térmica a bajas temperaturas
	Tecnología Madura			
Turbinas a Gas	Confiabilidad y disponibilidad probada	Bajo costo de capital	Reducción de la eficiencia a carga parcial	La sensibilidad a las condiciones ambientales (temperatura, altitud)
	Tecnología Madura	Vapor de Alta temperatura	Requiere mantenimiento	
	Disponible en grandes tamaños			
Micro-turbinas	Tamaño Compacto	Livianas	Baja eficiencia eléctrica	Sensibilidad a temperatura, altitud
	Bajas emisiones	Puede utilizar basura como combustible		
Celdas de Combustible	Alta eficiencia eléctrica	Bajas emisiones	Altos costos de capital	Restricción de la infraestructura de combustible
	Silenciosa	Modular	Reforma de gas natural	
	Opera bien a carga a parcial	Alta confiabilidad		
	Sinergia con los trenes de potencia del vehículo			
Motores Stirling	Bajo nivel de ruido y vibraciones, menos la operación	Bajas emisiones	Altos costos de capital	Baja eficiencias eléctrica
	Bajo mantenimiento, y alta confiabilidad	Multi-fuel capability, including solar power	Durabilidad no resuelta.	
	Larga vida			
Fotovoltaicos PV	Bajo mantenimiento	Sin emisiones	Altos costos de capital	Intermitencia
	Cero costo combustible		Subproductos de la fabricación y los residuos	
Eólicos	Bajo mantenimiento	Sin emisiones	Altos costos de capital	Salida de Potencia Variable
	Cero costo combustible		Impacto Visual	

Tabla 2.2.2.- Fortalezas y debilidades cualitativas de las tecnologías DG

En general el impacto ambiental es un tema muy complejo, sin embargo todo proyecto deberá considerar el análisis de impacto ambiental, según las regulaciones y legislación del medio. Sin embargo siempre hay efectos que pueden considerarse como los siguientes:

- Emisiones directas: Explotación y transporte de los recursos energéticos.
- Emisiones Indirectas: Manufactura.

Un análisis FODA de las posibles tecnologías a emplear permitirá la toma de decisiones en el posible empleo o aplicación particular Tabla 2.2.2.

2.2.6 DESCRIPCIÓN DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS

2.2.6.1 MAQUINAS TÉRMICAS

Son sistemas que en su operación contemplan la transformación calor en trabajo, que procede de la reacción química (combustión), siendo absorbido por el fluido o agente motor, encargado de poner en movimiento los mecanismos que ejercen las fuerzas sobre el medio exterior.

MOTORES ALTERNATIVOS O RECIPROCANTES

Tecnología muy extendida, con un gran rango de potencias. Su principal aplicación es como apoyo en caso de un cero de tensión (arranque en negro).

Su principal ventaja: es su rápida respuesta. Y sus desventajas: son unos altos niveles de ruido, altos costos de operación y mantenimiento y altas emisiones de NOx.

Existen dos tipos motores de gas natural y motores diesel.

La eficiencia energética de estos motores se sitúa en el rango del 30-45%, con expectativas de alcanzar el 50% para el año 2010-12.

Los motores reciprocantes, o a pistón, son la tecnología la más común y técnicamente madura de las empleadas en las fuentes de Generación Distribuida.

Clasificación de la Maquina térmica de combustión Interna:

Son los motores de ignición por chispa (SI: spark-ignited), usan gasolina o gas natural como combustible. Y los motores de ignición por compresión (CI: compression ignited), operan con diesel.

2.2.6.2 GENERADOR CON MAQUINAS DE COMBUSTIÓN EXTERNA

Generadores empleando Motores Stirling

Los motores Stirling son clasificados como motores de combustión externa, están sellados con un fluido de trabajo inerte, usualmente entre helio o hidrogeno. Fue patentado en 1816 y comúnmente usado antes de la primera guerra mundial.

Es pequeño y eficiente, de larga vida útil; poco ruidoso y de bajo costo de mantenimiento. Son ideales para aplicaciones en GD, incluyendo con el concepto de cogeneración. Se pueden agrupar en dos categorías: Cinéticos y de pistón libre.

2.2.6.3 TURBINAS DE COMBUSTIÓN

Turbina de gas.- El combustible más empleado es el gas natural, eventualmente se puede emplear gas licuado de petróleo (GLP) o diesel.

Sus capacidades van de 250 kW a 50,000 kW; permitiendo desarrollar eficiencias eléctricas del orden del 30% y eficiencias térmicas del 55%.

Tienen un tiempo de arranque corto (10 minutos); y un mínimo de espacio físico.

Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia. El calor excedente da opción para aplicaciones de cogeneración.

Esta tecnología sea adecuada para alimentar cargas o para trabajar en isla alimentando parte de la red de distribución separada temporalmente, o puede ser despachada en paralelo y no presenta problemas de armónicos ni flicker.

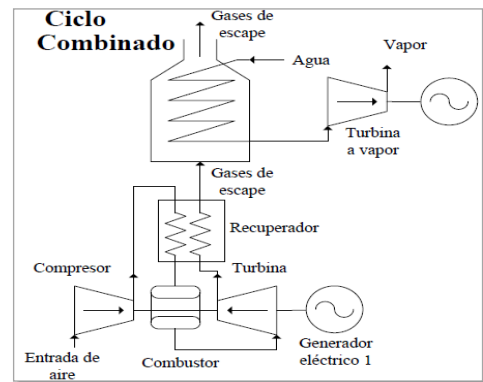
2.2.6.4 TURBINAS DE CICLO COMBINADO

Una turbina de este tipo, consiste básicamente en un conjunto:

- Turbina a gas-generator,
- Un Recuperador de calor y Turbina
- Un conjunto turbina a vapor-generator

Formando un sistema que permite producir electricidad.

Figura 2.2.10.- Ciclo combinando de la Turbina de Gas



El Ciclo combinado es un ciclo de potencia que se basa en el acoplamiento de dos o más ciclos de producción de potencia.

Para ciclo combinado mayor a 500 MW, el costo llega a menos de 550\$/kW.

2.2.6.5 TURBINAS A VAPOR DE ALTA EFICIENCIA

Las turbinas a vapor emplean el combustible para la producción de calor y ésta genera vapor que es utilizado en las turbinas para producir electricidad, por lo admite una gran variedad de combustibles como el gas natural, Diesel, los residuos sólidos urbanos y los recursos de biomasa (residuos agrícolas o cultivos energéticos para la generación de electricidad).

Siendo una fuente primaria usada típicamente en centrales convencionales, llega a tener su justificación en GD en aplicaciones de cogeneración (cuando se utilizan combustibles fósiles) o como generación renovable.

En el caso de la biomasa, ésta se puede obtener principalmente de residuos forestales o agrícolas y de cultivos energéticos. Los residuos forestales o agrícolas se obtienen como un subproducto de otras actividades como las podas de olivos o viñedos, paja de cereales como el trigo y la cebada, procesos de transformación de la madera, residuos de la industria aceitera, limpieza de montes, etc. Los cultivos energéticos son cultivos dedicados exclusivamente a la producción de biomasa con el fin de generar electricidad. Se utilizan especies de gran potencial energético y de rápido crecimiento como el cardo y el eucalipto.

Sin problemas de armónicos ni flicker, por lo que siempre se ubican en forma preferente en la lista de despacho. Sus características técnicas les permiten operar en isla.

Costos

Los costos de inversión de las Turbinas de Gas son finalmente determinados por los fabricantes en respuesta a las especificaciones dadas por los ingenieros. Sus costos iniciales pueden ir de 700 a 1.100 US\$/kW. Más los costos externos que aumentan el precio de la turbina entre 30 y 50%.

2.2.6.6 MICROTURBINAS (MTs)

Una Micro-Turbina consiste en un pequeño motor de Ciclo Brayton (turbina a gas de ciclo simple) que emplea la combustión de un elemento combustible (gaseoso o líquido) para producir un torque en el eje, el cual se emplea para hacer rotar un generador eléctrico y de este modo producir electricidad.

Clasificación de las Micro turbinas

Se destacan especialmente dos tipos de microturbinas:

- Micro turbinas de un solo eje.
- Micro turbinas de dos ejes o de eje partido.

Su principal desventaja: tienen un costo elevado.

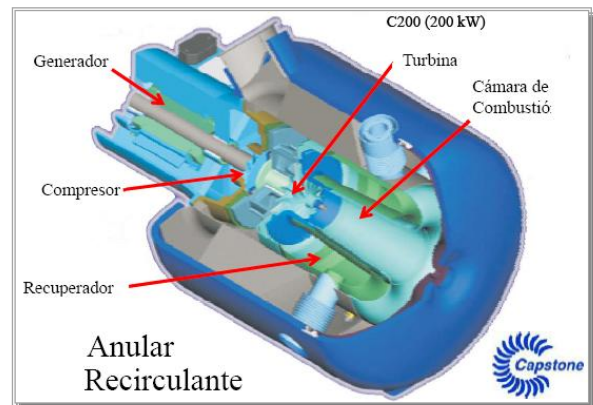


Figura 2.2.11.-- Partes de las Micro turbinas

Aplicaciones

- Stand-by power (reserva rodante o energía de respaldo)
- Power quality y reliability Mejora de la calidad y confiabilidad.
- Peak shaving (compensación en las hora pico) y cogeneración (CHP).
- En Sistemas Híbridos con celdas de combustible.
- Pueden emplear variedad de combustibles, se pueden usar con gas asociado.
- La aplicación en transporte esta en progreso. En vehículos eléctricos híbridos.

2.2.6.7 TECNOLOGÍA DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (Fuel Cells FC)

Sir William Grove en 1842 fabricó la primera celda de combustible operativa, luego en 1960 se produce un nuevo hito cuando, la compañía General Electric lanza la primera aplicación práctica de la celda de combustible, para proveer de energía eléctrica a las cápsulas espaciales Gemini y Apollo.

Las pilas de combustible operan con eficiencias de 40-60% (PCI) eléctrica y hasta un 85% en cogeneración, con emisiones dañinas despreciables. El desarrollo de pilas de combustible para uso comercial tiene sus inicios en la década de 1970.

Descripción de la tecnología (Principio de operación)

Las FCs son similares a las pilas de electrolito, ya que ambas producen una corriente directa (DC) a través de un proceso electroquímico, sin combustión. Una batería cuenta con una cantidad finita de energía almacenada, las células de combustible pueden funcionar indefinidamente, tomando energía de la fuente de combustible.

Utiliza un catalizador para mejorar el proceso y cada celda produce entre 0,5-0,9 Voltios cd. Se combinan en "pilas" como una batería para obtener la tensión y la potencia útil.

La FC consta de varios elementos importantes: un reformador de combustible para generar gas rico en hidrógeno, una sección de potencia donde ocurre el proceso electroquímico y un inversor de energía para convertir la corriente continua (CC) generada en corriente alterna (AC).

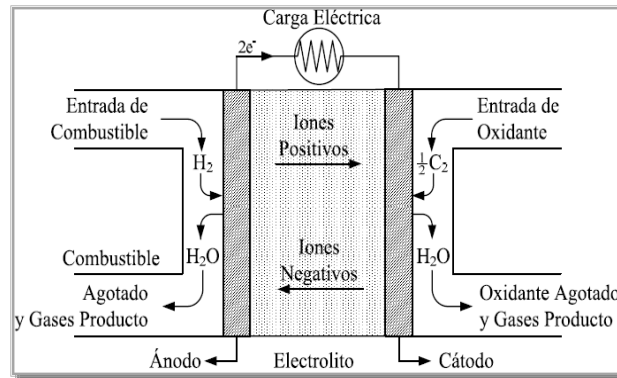


Figura 2.2.12.- Esquema de funcionamiento de la celda de combustible

Clasificación de las celdas de combustible según el electrolito:

- Celdas de Combustible Alcalinas (AFC).
- Celdas de Combustible de Metanol Directo (DMFC).
- Celdas de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC).
- Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC).
- Celdas de Combustible de Oxido Sólido (SOFC).
- Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protón (PEMFC).

2.2.6.8 TECNOLOGÍA DE FUENTES FOTOVOLTAICAS (SOLAR)

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Tecnología todavía en desarrollo, la cual está diseñada para captar la radiación del sol mediante sistemas concentradores de avanzada destinados a la generación de electricidad. Por medio del calentamiento de un fluido y luego producir vapor apto para su empleo a través de colectores y concentradores y plantas con turbinas a vapor (ciclo Rankine o ciclo Stirling). Los fluidos que más se emplean son sales fundidas ya que permiten una mayor temperatura de operación.

Los concentradores solares emplean materiales reflectivos como espejos para concentrar la energía solar en energía calórica que es convertida en electricidad. Son equipos que requieren de altas temperaturas (500 a 1000 grados C).

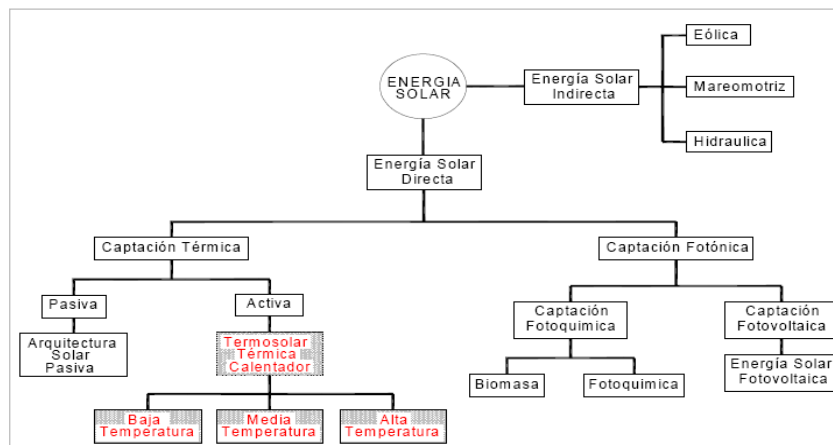


Figura 2.2.13.- Energía solar fuente de energías renovables.

Fuente: www.censolar.com.es (2006)



Tipos de Colectores

Existen principalmente tres esquemas de generación de electricidad con la tecnología solar térmica:

- Colectores Solares Parabólicos (Solar Trough)
- Torres solares (Solar Power Towers)

Torre Solar (Solar Tower)

Emplea cientos (miles) de espejos planos en un campo, conocidos como helióstatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre. El tamaño de los espejos tiende a ser grande para minimizar el número de mecanismos de direccionamiento y seguimiento de la radiación solar.

Discos Solares (Solar Dish/Engine)

Son una combinación de discos satélite, y la tecnología de una torre de potencia y un motor Stirling. Alcanza mayor concentración de radiación solar debido a su sección parabólica en dos dimensiones, por ende mayores temperaturas de operación y mayor eficiencia.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico, efectúa la conversión directamente de la energía contenida en la luz del sol en energía eléctrica, utilizando materiales semiconductores en la construcción de las celdas solares, que transforman la energía contenida en el fotón en electricidad. El rendimiento energético alcanzado en la actualidad ronda el 25%.

Célula Solar:

Semiconductor (unión P-N), similar al diodo. Material: Si; Tamaño: 10 cm (0.5 V).

ID: intensidad de difusión (de la unión PN) Ecuación de Shockley: $ID = I_0 (e^{U_{fe}/KT} - 1)$

- Los fotones (rad. solar) INDUCEN una corriente en sentido n-p
- La corriente externa es en sentido p-n (directo): $IF = ID - IL < 0$; IL = fotocorriente.

2.2.6.9 TECNOLOGÍA DE FUENTES EÓLICAS (VIENTO)

Alrededor de un 1% a un 2% de la energía proveniente del sol se convierte en energía eólica, alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

Los vientos son mejores en las costas y colinas, sin embargo, estos se pueden encontrar en prácticamente cualquier zona y la energía eólica es menos predecible que la solar, pero más predecible que las lluvias (energía hidroeléctrica) y suele estar disponible mayor tiempo durante un día.

Las grandes corrientes de aire obedecen a patrones establecidos por la rotación de la tierra y la irradiación solar global. Los vientos locales (en las cordilleras y en las costas) son originados por las condiciones de temperatura y de la superficie.

La energía del viento depende de: densidad y temperatura del (aire) = 1.225 Kg/m³ (condiciones normales). Por lo tanto es un recurso muy variable:

- Velocidad del viento y Clase de viento.
- Perfil del viento: depende de altura y topografía.
- Como se mide: anemómetro y veleta

La potencia de los equipos se sitúa en la actualidad en rangos que van desde unos 30kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, con índices de fiabilidad cercanos al 97%.

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica y eléctrica, de las palas en energía: una mediante generador síncrono y la otra con generador asíncrono. La tendencia actual va hacia generadores asíncronos controlados por convertidores de pulsos (generadores doblemente alimentados).

La Energía del Viento: La distribución de Weibull global genera una curva de distribución probabilística de velocidades.

Clasificación de los Aerogeneradores

Aeroturbinas de eje horizontal y de eje vertical:

- Sistemas giromill (eje vertical y palas verticales, con o sin distribuidor)
- Sistemas especiales.

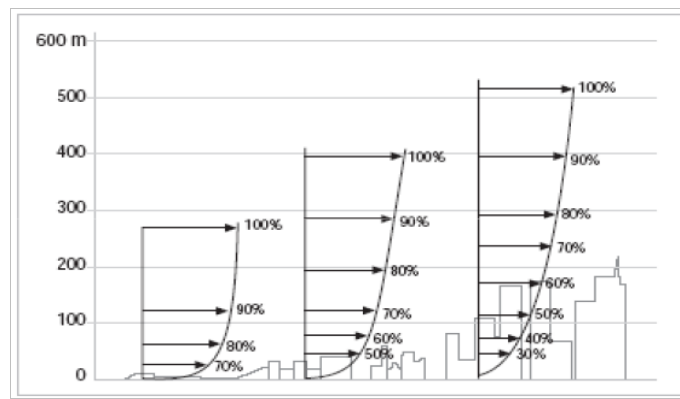


Figura 2.2.14.- Velocidad del Viento respecto de la Altura

Evolución de la Capacidad Instalada

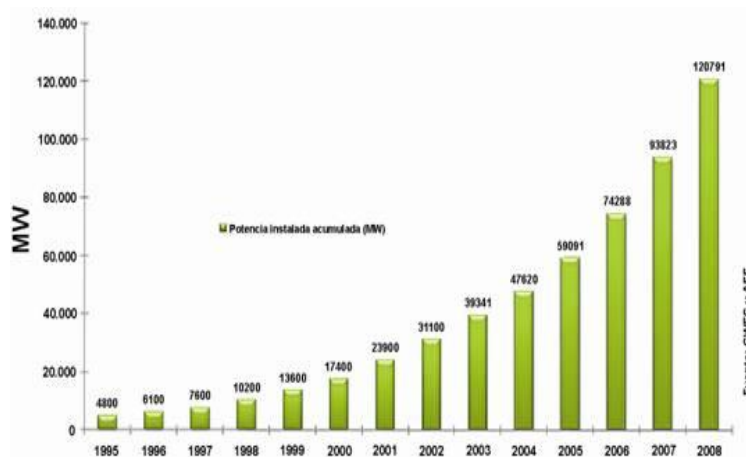


Figura 2.2.15.- Evolución anual de potencia eléctrica eólica instalada hasta el 2008

2.2.6.10 TECNOLOGÍA DE HIDROELECTRICAS (MINIHIDRAULICAS)

La energía hidroeléctrica es por definición una fuente de energía renovable, la más conocida y difundida. Para el caso de las Pequeñas centrales (hasta 5MW), medianas (5- 50MW) y finalmente las Grandes (más de 50 MW). Las Mini centrales (hasta 500 KW); las micro (hasta 50 kW); las pico < 50 kW.

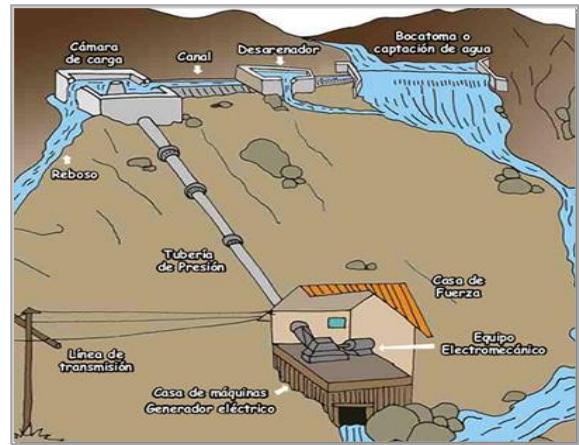


Figura 2.2.16.- La Modelo de una mini central hidráulica

El agua, como fuente de energía, es un recurso renovable que no contamina, no produce subproductos, su utilización como combustible no limita su aprovechamiento para otras aplicaciones, por lo que es un recurso noble que debería ser explotado con más interés para satisfacer necesidades de electrificación en regiones donde se den las condiciones.

Su funcionamiento y tecnología se basa en la Energía Potencial que posee un embalse de agua que y se convierte en presión sobre la turbina y esta a su vez en Energía cinética y Energía mecánica para finalmente transformarse en Energía eléctrica

Una estación generadora mini hidráulica consiste de una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río. El rendimiento energético de esta tecnología bordea el 80%.

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:

- Fluyentes (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- De pie de presa.
- En canal de riego/abastecimiento.

2.2.6.11 COMPARACIÓN DE EFICIENCIAS DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS

Las tecnologías empleadas en las fuentes tradicionales térmicas, su producción de potencia aún es la que mas densidad, aunque su eficiencia es menor. Hoy por hoy la mayor eficiencia se consigue en las tradicionales de ciclo combinado, alcanzado 75%. Aunque en un futuro el tema ambiental presione la reducción de uso.

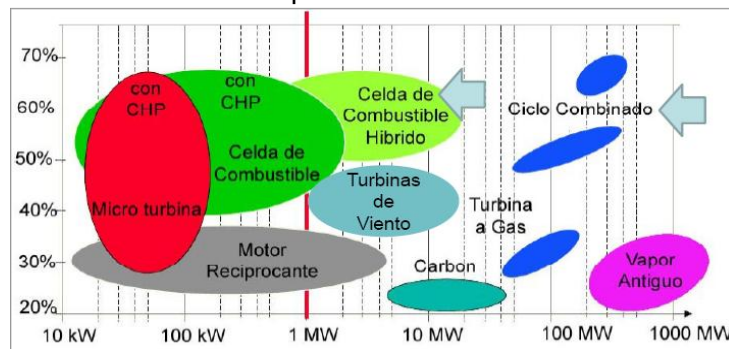


Figura 2.2.17.- Comparación de eficiencias de GD

2.2.6.12 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO/SISTEMAS DE UPS

Los sistemas de almacenamiento de energía intercambian energía en periodos cortos. Sus efectos se los aplica para compensar el voltaje, y minimizar perturbaciones del mismo: sag, flicker, y surges, que presentan en la red cuando la distribuidora o los consumidores conmutan el suministro o las cargas. Los mismos se emplean como fuente ininterrumpida de energía (UPS). Por ello este recurso o solución técnica de almacenaje de energía se aplica y define una fuente de energía distribuida.

Volantes (Flywheel).

Es un dispositivo electromecánico que acopla un motor-generador con una masa rotante para almacenar energía en corta duración. Los volantes convencionales se “cargan” y “descargan” vía un motor-generador; el cual maneja la energía provista por la red al rotor que gira del volante y entrega energía. Luego es entregada a frecuencia constante y voltaje nominal a través de un inversor y un sistema de control.

Batería de Almacenamiento (Battery Storage).

Los bancos de baterías se usan para proveer una fuente interrumpida de energía eléctrica a las subestaciones, como también en el arranque de los sistemas de energía de respaldo. Pero en algunas aplicaciones se ha impulsado con interés por ir más allá, realizando la nivelación de carga y el recorte de los picos de demanda y luego hacer la entrega de la energía por algunas horas. Ello se ha hecho posible por las recientes mejoras de su calidad y permite aplicar de la calidad de suministro y confiabilidad para los usuarios, por medio del respaldo o compensación durante una pérdida de energía.

Almacenamiento de energía en superconductores magnéticos (smes superconducting magnetic energy storage)

Elementos que almacenan energía en el campo magnético de una gran bobina con un flujo de corriente continua, que puede ser revertida en corriente alterna. Los SMES enfriados por helio líquido de baja temperatura (4°K), están comercialmente disponibles. Por el contrario los SMES de alta temperatura (77°K) enfriados por nitrógeno líquido aun están en desarrollo y será próximamente una fuente de almacenamiento de energía viable comercialmente.

El camino de la corriente circulante por la bobina puede ser abierto por un interruptor en estado sólido. Debido a la alta inductancia de la bobina, cuando el interruptor se abre, la bobina magnética se comporta como una fuente de corriente y forzara la corriente a un capacitor el cual se cargará a algún nivel de tensión.

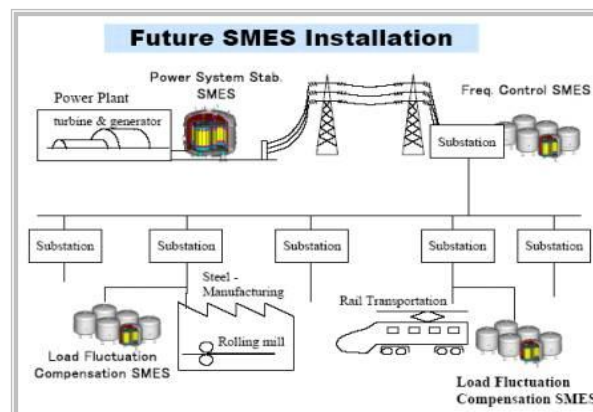


Figura 2.2.18.- Planta de energía con almacenaje en Bobinas Superconductoras.
Super-capacitor.

También llamados ultracapacitores: son fuentes de energía DC y deben ser interconectados con la red eléctrica con un acondicionador de potencia estático, proveyendo una salida de 60Hz. Un supercapacitor provee energía durante una interrupción de corta duración y sags de voltaje.

Energía Almacenada de Aire Comprimido (CAES: Compressed Air Energy Storage).

Esta alternativa de almacenamiento emplea el aire presurizado como un medio de almacenamiento de energía. Un motor eléctrico impulsa un compresor que es usado para presurizar el reservorio de almacenamiento usando la energía fuera de las horas pico y el aire es liberado del depósito por una turbina durante el horas pico para producir la energía.

La turbina es esencialmente una turbina modificada que también puede ser encendida con el combustible gas natural o combustible destilado.

Las tecnologías de almacenaje son también definidas por el tipo de uso y la duración de tiempo de empleo de la energía almacenada.

Tecnología de Almacenamiento	Estado del Desarrollo
Baterías	Pilas de plomo-ácidas son disponibles en el comercio y extensamente usadas. La investigación en curso para pilas avanzadas.
Volantes	Los volantes son comercialmente disponibles como productos individuales o integrados con motores. Significativa investigación esta también desarrollándose en torno a productos de volante nuevos.
Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos (SMES)	Las SMES son comercialmente disponibles usando superconductores en el helio líquido. Los superconductores en el nitrógeno líquido están en la etapa de desarrollo.
Supercapacitores	Pequeños supercondensadores están disponibles en el comercio para su empleo en dispositivos electrónicos. Supercondensadores Grandes son actualmente en desarrollo.
Sistema de Almacenamiento de Aire Comprimido (CAES)	El empleo de las tecnologías CAES existentes no son extensamente utilizado debido a las exigencias significativas de espacio.

Tabla 2.2.3.- Estado de Desarrollo de las Diferentes Tecnologías de Almacenamiento [21]

Cantidad/Duración de la Energía Almacenada.	Aplicación Primaria
Extremadamente Corta Duración (1-10 segundos)	Calidad de energía: provee alimentación a cargas críticas durante sag de voltaje o muy cortas interrupciones momentáneas.
Corta Duración (10-300 segundos)	Calidad de energía: provee alimentación a cargas críticas durante sag de voltaje o más o menos largas interrupciones momentáneas. Da tiempo para que los alimentadores de potencia alternativas y de respaldo sean energizados.
Duración Moderada (5-60 minutos)	Calidad de energía /confiabilidad del servicio: todos los beneficios previamente dichos, más permitir funcionar durante interrupciones de potencia más largas.
Larga Duración (1-4 horas)	Calidad de energía /confiabilidad del servicio/ algunas aplicaciones limitadas DER: todos los previamente descritos beneficios de Calidad de energía más algunas capacidades limitadas de balance de carga y peak shaving.
Muy larga duración (4 horas hasta algunos días)	Almacenamiento y generación distribuida-seguimiento de carga, peak shaving. Almacenamiento para sistemas PV individuales o sistemas eólicos.

Tabla 2.2.4.- Tecnologías de Almacenamiento por su Aplicación.

Ventajas y desventajas

Un sistema de almacenamiento apropiadamente configurado aporta beneficios como:

- Mejora en la calidad de servicio (power quality) y confiabilidad.
- Opción de compra y venta de energía limpia.
- Se ahorran costos de energía y demanda por el seguimiento de la carga.
- Reducen las inversiones en infraestructuras de distribución y transmisión.

Algunas de las desventajas del almacenamiento de energía:



- Altos costos para sistema de almacenamiento de larga duración.
- Pérdidas de potencia parásita para mantener la unidad cargada.
- Alto mantenimiento (por ejemplo, frecuentes pruebas, evaluación de las cargas de la batería).

Costos

Los sistemas UPS son los más populares para equipos críticos como los de medicina, telecomunicaciones y procesamiento de datos.

El costo de un sistema completo de UPS puede variar entre 200US\$/kVA a 1500US\$/kVA¹.

Los costos de las baterías representan entre el 60 y 70% del costo total del sistema UPS. Generalmente las baterías se reemplazan cada 5 a 7 años.

Sistemas Híbridos

Los desarrolladores y fabricantes de GD y DER hacen nuevos esfuerzos para buscar mecanismos para combinar tecnologías para un mejor rendimiento y eficiencia de la GD.

Entre estas opciones de sistemas híbridos se incluyen:

- Celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) combinados con turbinas a gas o microturbinas.
- Motor Stirling combinados con un disco solar.
- Turbinas eólicas con baterías de almacenamiento y generador de respaldo.
- Motores (y otros promotores) combinados con dispositivos de almacenamiento de energía tales como los volantes (flywheels).

El sistema híbrido de turbina gas/SOFC provee una eficiencia eléctrica combinada de conversión de 60 a 70%. El concepto de la SOFC/turbina a gas se sustenta en el principio de que la eficiencia de la celda de combustible y la velocidad de reacción puede mejorarse cuando las celdas de combustible operan a presiones superiores a la atmosférica. Por la operación del conjunto de celdas de combustible a 4 atmósferas o mayores, es posible integrarlas con una turbina a gas. Arreglo híbrido, en el que el compresor de la turbina a gas se usa para presurizar la celda de combustible, entonces los escapes de gases calientes de la celda de combustible, mantiene constante el 50% de la energía el combustible (como un combustible de no reaccionado y calor remanente), luego se alimenta dentro de la turbina, para de nuevo ser quemados y expandidos para extraer más energía.

Los dispositivos de almacenamiento de energía tales como flywheels están siendo combinados con motores de combustión interna y microturbinas para proveer una fuente de potencia de respaldo confiable, pues esto provee la capacidad de salvar una discontinuidad de servicio hasta que las Fuentes de respaldo entren en servicio, dotando al consumidor de un sistema de suministro libre de interrupción.

¹ U.S. Environmental Protection Agency Division Washington DC en <http://www.epa.gov/>

2.2.6.13 LA COGENERACIÓN

Conceptos previos

Muchos procesos productivos o industriales requieren eventualmente tanto de la energía térmica como energía mecánica. Las necesidades de energía térmica se satisfacen utilizando vapor a presión generado en calderas con combustibles como fuel oil o eventualmente leña. Por otro lado la energía mecánica se obtiene del servicio eléctrico o por generación propia con procesos de diversa índole. Cuando esta energía térmica no debe estar a altas temperaturas, es posible generar la energía mecánica en un ciclo termodinámico de tal manera que la fuente fría pase a ser la fuente de energía térmica para los procesos. Esto es cogeneración: la producción conjunta de energía mecánica y térmica, utilizando una sola fuente de calor.

La cogeneración se puede definir como la generación simultánea de dos formas de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria. Definición que incluye más procesos de conversión energética de los que habitualmente se vienen entendiendo por cogeneración en sentido limitado.

La generación eléctrica convencional desecha el calor residual, lo que no pasa con las tecnologías de Generación Distribuida (GD), debido a su tamaño apropiado y la ubicación cercana a la carga, lo que permite la recuperación económica de este calor. Un usuario final puede generar tanto energía térmica como la eléctrica en (CHP) un solo sistema eléctrico ubicado próximo a sus instalaciones, con eficiencia de hasta el 90% [19].

Cogeneración en paralelo.- se denomina así cuando desde el nivel térmico resultante de la combustión del combustible fósil se alimenta en paralelo a dos aplicaciones de conversión energía. En este caso las energías térmicas residuales tanto en las aplicaciones térmicas (AT como en las centrales termoeléctricas (CTE) se disipan al medio ambiente sin aprovechar su contenido energético y la cogeneración en paralelo carece de interés como gestión eficiente de los recursos fósiles, entonces se debe descartar como elemento admisible en el marco de un sistema de generación eléctrica sostenible.

La cogeneración en serie en la que la energía térmica generada a partir de la combustión se emplea en primer lugar para alimentar una aplicación térmica (AT), y posteriormente, en la forma del calor residual que la AT la aplicaría al medio en ausencia de la cogeneración serie, para alimentar una central termoeléctrica (CTE), que a partir de dicho calor residual de la AT genera electricidad para verter finalmente al medio el calor residual de la CTE. [22]

Las ventajas de la “cogeneración” parten de la gestión de los recursos energéticos, no se limitan sólo al empleo como energía primaria para alimentar al proceso cogeneración o la energía química contenida en un combustible fósil, el proceso es también aplicable cuando como fuente de energía primaria se emplea una energía renovable capaz de ser convertida en energía térmica, como la radiación solar o la energía química de la biomasa.

Criterios de selección de sistemas de cogeneración [22]

Los factores a considerar al seleccionar un sistema de cogeneración son los siguientes:

- Requisitos de temperatura, volumen y calidad de la energía térmica a suministrar.

Los sistemas de cogeneración basados en turbinas de gas permiten aportar al proceso vapor a mayor presión que las turbinas de vapor de contrapresión.

- Precio de la energía eléctrica y posibilidad de vender energía a la distribuidora.

Combustibles empleados y sus precios.-

En la Tabla 2.2.23, se puede revisar el resumen de las características de cada una de las tecnologías disponibles para la cogeneración en ciclo combinado de calor y potencia (CHP).

El cuadro muestra que la cogeneración cubre un amplio rango de capacidad de las micro - turbinas de 25 kW a 250 MW de turbinas de gas. Los costos estimados por rango de kW instalado van desde \$ 500 - \$ 1000/kW para todas las tecnologías excepto las pilas de combustible.

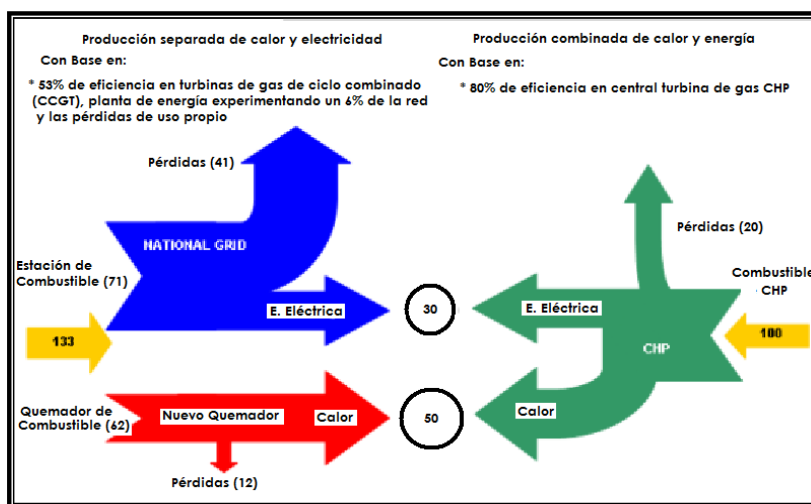


Figura 2.2.19.- Eficiencia de producción con y sin CHP. [23]

Característica	Motores Diesel	Motor Gas Natural	Turbina de Vapor	Turbina de gas	Microturbina	Celda Combustible
Eficiencia Eléctrica (LHV)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40%(simple)40-60%(combinado)	20-30%	40-70%
Tamaño (MW)	0.05-5	0.05-5	Any	3-200	0.025-0.25	0.2-2
Huella de C. (sqft/kW)	0.22	0.22-0.31	<0.1	0.02-0.61	0.15-1.5	0.6-4
CHP costo instalación(\$/kW)	800-1500	800-1500	800-1000	700-900	500-1300	>3000
O&M Costo(\$/kWh)	0.005-0.008	0.007-0.015	0.004	0.002-0.008	0.002-0.01	0.003-0.015
Disponibilidad	90-95%	92-97%	Casi 100%	90-98%	98%	>95%
Horas entre mantenimiento	25,000-30,000	24,000-60,000	>50,000	30,000-50,000	5,000-40,000	10,000-40,000
Tiempo de Encendido	10 sec	10 sec	1 hr-1 day	10 min –1 hr	60 sec	3 hrs-2 days
Presión de Combustible (psi)	<5	1-45	n/a	120- 500 (puede requerir compresor)	40-100 (puede requerir compresor=	0,5 -0,45
Combustibles	Diesel y residuo de petróleo	Gas natural biogás propano	todos	Gas natural biogás propano	Gas natural biogás propano	Hidrógeno Gas natural propano

				destilados de petróleo	destilados de petróleo	
Ruido	Moderado a alto (requiere cabina especial)	Moderado a alto (requiere cabina especial)	Moderado a alto (requiere cabina especial)	Moderado a alto cabina especial viene con la unidad)	Moderado a alto cabina especial viene con la unidad)	Bajo (no requiere cabina)
NOx missions (lb/M Whr)	3-33	2.2-28	1.8 0.	0.3-4	4-2.2	<0.02
Aplicaciones de la recuperación de calor	Agua caliente Vapor (LP) Calefacción	Agua caliente Vapor (LP) Calefacción	Vapor (LP,HP) Calefacción	Calor Directo Agua caliente Vapor (LP-HP) Calefacción	Calor directo Agua caliente Vapor (LP)	Agua caliente Vapor (LP-HP)

Tabla 2.2.5.- Comparativa de Tecnologías de Cogeneración (Chp) [24]

2.2.6.14 SISTEMAS DE COGENERACIÓN COMBINADA DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA (CHP) COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Un sistema Integrado localizado está muy próximo al edificio o industria y provee al menos una porción de la energía eléctrica que éste requiere y procede a reciclar la energía térmica el acondicionamiento o climatización de los diferentes ambientes Calor / Enfriamiento como también en el proceso de producción e inclusión se aplica para control de la humedad del ambiente que así lo requieran.

Aplicaciones Industriales, comerciales, institucionales

En la industria, las turbinas de vapor pueden mover un generador eléctrico o equipos tales como bombas de agua de alimentación de calderas, bombas de proceso, compresores de aire, o enfriadores de refrigeración.

Las Turbinas de gas utilizadas como controladores industriales son casi siempre únicas, ya sea de una sola etapa o en varias etapas. Pueden ser de condensación o de condensación de vapor en función de las condiciones y el valor del vapor.

Las turbinas de vapor pueden funcionar a una velocidad determinada para mover un generador eléctrico o funcionar de un rango de velocidad para conducir un sistema compresor de refrigeración.

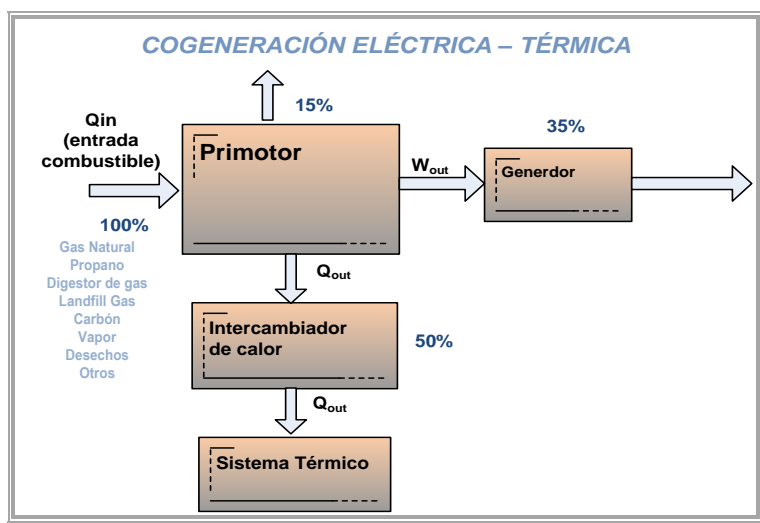


Figura 2.2.20.- Cogeneración eléctrica -térmica. [24]

Aunque las turbinas de contrapresión son menos eficientes que las de condensación, también son menos costosas y no requieren de un condensador de superficie. Estas turbinas operan en una amplia gama de presiones (por lo general entre 5 y 150 psig) según el proceso.

Aplicación en Hospitales – Potencia confiable

- Ejemplo de hospital: Lake Forest Illinois – 214 Camas: Motores de 4 – 820 kW NG
- Frecuencia de las interrupciones: 50 a 60 Salidas Instantáneas por año

Central de CHP: 90% en necesidades de energía eléctrica & 30% de carga calórica

- Costos de instalación: \$2.7M
- Ahorros año: \approx \$640k siempre que se reduzcan la interrupciones de 50 a 2.

Ejemplos de Aplicaciones alternas de CHP con Turbinas de Gas (Biogás)

El Biogás (gas anaeróbico) Contiene la proporción siguiente:

- Metano (CH_4) del 60 a 70%
- Dióxido de carbono (CO_2) del 30 a 40%

Esta mezcla que se considera un combustible saturado, contiene además trazas de: sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, hidrógeno.

El contenido de energía en BTU es de aproximadamente \approx 650 BTU/pie³

Que en comparación con fuentes de producción se tiene los siguientes contenidos:

- Una vaca lechera produce \approx 50 a 80 pies³ por día (5 vacas por kW).
- Un cerdo produce \approx 4-6 pies³ por día (100 cerdos por kW).
- Un bovino de carne Produce \approx 25 a 40 pies³ por día (10 kW).

Normas de configuración Sistema de huella del carbono

Los sistemas de cogeneración están normalmente interconectadas "en paralelo" a la red.

La carga térmica de la instalación es cíclica:

Su exceso de energía es vendida a la red y en periodos de escasez se compra a la red.

Capacidad arranque de cero: Si la red eléctrica y la cogeneración salen de servicio, el sistema CHP es capaz por sí mismo de arrancar, sin el apoyo de la red (necesidades generador sincrónico).



Figura 2.2.21.- Planta de una turbina de Gas CHP

Cogeneración, costos y desempeño

El costo de la cogeneración varía, por la aplicación, la tecnología y los tipos de red, pero los fundamentos económicos son los que con más frecuencia surgen a favor de la cogeneración.

La figura 2.2.36, muestra que los costos han empezado una convergencia y reducción, con la evolución en el tiempo también se observa que algunas han descendido más rápidamente que otras; en especial en el caso de Tecnologías más comerciales, tales como las pilas de combustible y los motores Stirling, que siendo más caros, tienen un descenso más rápido de los costos que los de las tecnologías establecidas. Con los avances diseño, mejoras en materiales más la capacidad de utilizar el volumen de fabricación son las variables que impulsan el costo de las unidades.

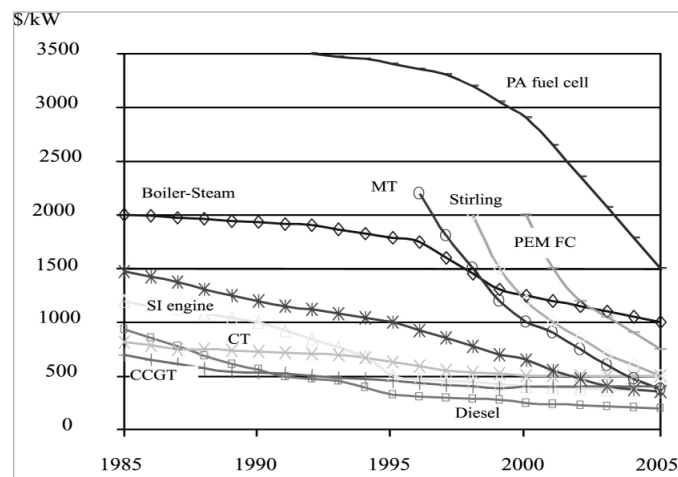


Figura 2.2.22.- Trayectoria del Costo de tecnologías DG aplicables a sistemas CHP. [23]

2.2.6.15 CONCLUSIONES

La cogeneración basada en combustibles fósiles puede jugar un cierto papel en la elaboración de un sistema de producción de energía limpia, pero es necesario controlar de forma adecuada las condiciones en las que se incorpora con el fin de actuar con coherencia ambiental.

Un sistema de generación y distribución de energía limpia puede estar basado en la cogeneración con combustible fósil. La regulación y capacidad del sistema debe estar garantizada por otros medios, limitándose a aceptar el aporte de energía de la cogeneración con energía fósil bajo unos estrictos criterios.

Hacia el futuro la tendencia debería ser, en los casos en que resulte apropiado por el elevado contenido energético de la energía térmica de origen renovable, abastecer las demandas térmicas de las AT mediante instalaciones de cogeneración alimentadas con energías renovables.

Tecnologías como la solar térmica de baja, media y alta temperatura, y la combustión de la biomasa están tecnológicamente listas y comercialmente disponibles para cubrir muchas de las aplicaciones de energía térmica actuales. Por tanto no tiene sentido admitir en el sistema de generación eléctrica sostenible electricidad producida con centrales de cogeneración fósiles cuando dicha AT se podría haber cubierto con energías renovables, mientras al mismo tiempo se está haciendo un gran esfuerzo para introducir un porcentaje importante de renovables en el sistema de generación eléctrica.



Los empresarios están siendo testigos de los cambios drásticos con la reestructuración de la industria eléctrica y las facilidades para la elección de los clientes. Como resultado de estos cambios, de cogeneración está ganando mayor aceptación en el mercado. La selección de una tecnología de cogeneración para una aplicación específica depende de muchos factores, incluyendo la cantidad de energía necesaria, el ciclo de trabajo, las limitaciones de espacio, las necesidades térmicas, las regulaciones de emisiones, la disponibilidad de combustible, precios de los servicios y los problemas de interconexión.

Lista de Figuras Capítulo 2.1 y 2.2.-

Figura 2.1.1.-La GD hará en el futuro posible ser parte de la SmartGrid [1]	21
Figura 2.1.2.- Los sistemas al inicio eran aislados	22
Figura 2.1.3.- Los sistemas a partir de 1920 se interconectan	22
Figura 2.1.4.-Los sistemas en su época de oro con la evolución de Regulaciones. (1930-199)	22
Figura 2.1.5 . Gran eficacia de la producción a escala	23
Figura 2.1.6Concepción tradicional de un sistema eléctrico de Potencia	24
Figura 2.1.7.- Curvas de precios de centrales de generación vs potencia de 1930-90	24
Figura 2.1.8.- Curvas de precios de centrales vs potencia de 1930-90	25
Figura 2.1.9.- Eficiencia energética de tecnologías de generación vs al tamaño de la planta	25
Figura 2.1.10.- Posible ubicación de GD o punto común de acoplamiento (PCA)	27
Figura 2.1.11.- Visión del nuevo paradigma, cuando surge de GD [10]	28
Figura 2.1.12El Sistema Eléctrico de Potencia con la concepción centralizada. [11]	28
Figura 2.1.13Sistema Eléctrico de Potencia que contiene Generación Distribuida (Embebida) [11]	29
Figura 2.1.14 .- Localización por Crecimiento del nivel de Tensión en el SD y rango de la GD	30
Figura 2.1.15.- Rango de capacidades de la GD [12]	31
Figura 2.1.16.- Instancias del Punto de conexión del Consumidor (PCC)	33
Figura 2.1.17Figura.2.2.14 Detalle del emplazamiento de RD [15]	35
Figura 2.1.18 .- Detalle del emplazamiento de RD	37
Figura 2.1.19.-Posible Evolución del Nivel de Penetración y Dispersión de la GD [18]	39
Figura 2.1.20. Modelos de interacción con la red por el modo de interconexión de la GD [18]	39
Figura 2.2.1.- Tamaño medio generadoras USA (1920 -1994). Muestras al 100 % 13.566 unidades [19].	42
Figura 2.2.2.-Esquema Tradicional de concepción del SEP	42
Figura 2.2.3.- Esquema de la Nueva concepción del Sistema y las Tecnologías GD [20]	43
Figura 2.2.4.- Tipos de tecnología de GD [20]	44
Figura 2.2.5.- Clasificación de Tecnologías y almacenamiento por la fuente.	45
Figura 2.2.6.- Clasificación de Tecnologías por su estado de desarrollo.	46
Figura 2.2.7.- Clasificación de los sistemas de almacenamiento por su desarrollo.	46
Figura 2.2.8.- Clasificación de los sistemas para modelación.	46
Figura 2.2.9.- Modelo genérico de las fuentes de Generación Distribuida	47
Figura 2.2.10.- Ciclo combinando de la Turbina de Gas	49
Figura 2.2.11.-- Partes de las Micro turbinas	50
Figura 2.2.12.- Esquema de funcionamiento de la celda de combustible	51
Figura 2.2.13.- Energía solar fuente de energías renovables.	51
Figura 2.2.14.- Velocidad del Viento respecto de la Altura	53
Figura 2.2.15.- Evolución anual de potencia eléctrica eólica instalada hasta el 2008	53
Figura 2.2.16.- La Modelo de una mini central hidráulica	54
Figura 2.2.17.- Comparación de eficiencias de GD	54
Figura 2.2.18.- Planta de energía con almacenaje en Bobinas Superconductoras.	55
Figura 2.2.19.- Eficiencia de producción con y sin CHP. [22]	59
Figura 2.2.20.- Cogeneración eléctrica –térmica. [26]	60
Figura 2.2.21.- Planta de una turbina de Gas CHP	61



Figura 2.2.22.- Trayectoria del Costo de tecnologías DG aplicables a sistemas CHP. [22] 62

Lista de Tablas Capítulo 2.1 y 2.2

Tabla 2.1.1.- Comparación entre los tipos de energía comunes por potencia y tiempo	34
Tabla 2.2.1.- Tecnologías disponibles y tamaño de la GD	45
Tabla 2.2.2.- Fortalezas y debilidades cualitativas de las tecnologías DG	47
Tabla 2.2.3.- Estado de Desarrollo de las Diferentes Tecnologías de Almacenamiento [21]	56
Tabla 2.2.4.- Tecnologías de Almacenamiento por su Aplicación.	56
Tabla 2.2.5.- Comparativa de Tecnologías de Cogeneración (Chp) [24]	60

Bibliografía del Capítulo 2.1- 2.2-

- [1] F. d. I. E. d. I. C. d. Madrid, *Guía Básica de la Generación Distribuida*, Madrid : Graficas Elisa, 2007.
- [2] A. G. Chile, *Integración vertical en el sector eléctrico. Una guía para el usuario.*, Chile , Abril 2003 .
- [3] J. M. A. J. B.-A. J. Y. L. J. D. N. A.A. Bayod Rújula, *Definitions for Distributed Generation: a revision*, Zaragoza: Department of Electrical Engineering Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza.
- [4] G. R. I. (GRI)., *"The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets"*, UE, Marzo (1999). .
- [5] I. (. E. Agency), *DG in Liberalised Electricity Markets*, 2002.
- [6] W. G. 3. CIGRE, *Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*, 1999.
- [7] Z. R. Vignolo M, *Transmission Networks or Embedded Generation?" Proceedings IASTED,, EUROPE, Greek, : <http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/>, June 2001..*
- [8] N. A. R. C. P. y. S. G. Jenkins, *"Embedded Generation" The Institution of Electrical Engineers.*, 2000.
- [9] R. D. M. P.P. Barker, *Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems*, Proceedings of the Power Engineering Society Summer Meeting IEEE, vol. 3, 2000, pp. 1645–1656..
- [10] J. G.-L. a. C. Fortoul., *"Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification" International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICRE PQ '05)*, España, 16-18 March 2005.
- [11] K. Angelopoulos, *Integration of Distributed Generation in Low Voltage Networks: Power Quality and Economics*, Glasgow, 2004.
- [12] A. G. S. L. A. Thomas, *Distributed generation: a definition*, Electric Power Syst. Res. 57 (3), (2001) 195–204..
- [13] J. K. D. Hammond, *The Real Value of Avoided Transmission Costs; Conference Proceedings EECA/NZWEA (Energy Efficiency and Conservation Authority/New Zealand Wind Energy Association)*, New Zealand, 1997.
- [14] F. S. C. M. V. Kaltschmitt, *Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund — Möglichkeiten und Grenzen;*, Heidelberg, Germany: Hrsg. Vom Institute für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 1995.
- [15] I.-S. S. Board, *IEEE 1347 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Standards*, IEEE-SA Standards Board, Approved 12 June 2003.
- [16] S. a. S. G. Hunt, *Competition and Choice in Electricity*, England: John Wiley & Sons), 1996.
- [17] 1001, IEEE Standard, *"Guide of Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems"*, New York., (1988)..

- [18] F. Gonzalez-Longatt, *UNEFA, Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Departamento de Ingeniería Eléctrica Núcleo Maracay,, 2122 Maracay (Venezuela) e-mail: fglongatt@ieee.org,, 2008.*
- [19] P. Dunskey, *Cogeneration and On-Site Power Production. COSPP,, (2000)..*
- [20] a. G.-L. C.Fortoul, “*Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification*”, España: International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’05), 16-18 March 2005.
- [21] CALIFORNIA ELECTRIC COMISION, *Distributed Energy Resource Guide. <http://www.energy.ca.gov/distgen/>, (2002). .*
- [22] I. X. G. Casals, *CRITERIOS PARA INCORPORAR LA COGENERACIÓN EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LIMPIO U. Comillas. Instituto de Investigación tecnológica. IIT-03-062I, 2003.*
- [23] A.-M. B.-J. F. Kreider, *Distributed Generation The power Paradigm for the New Milenium*, London New York: Crc Press, 2001.
- [24] *Review of Combined Heat and Power Technologies OFFICE OF INDUSTRIAL TECHNOLOGIES OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY , 1999.*
- [25] C. N. d. Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador www.conlec.gob.ec, 2009-2020.
- [26] B. P. J. C. S. U. d. C. Prof. Roberto C. Lotero Unioeste Foz de Iguacu, *Incentivos a la Generación Distribuida en la Planificación de la Red de Distribución*, La Mancha Ciudad Real - España, 17 de junio de 2009.
- [27] P. Neil Strachan, *DISTRIBUTED ENERGY, OVERVIEW, Chapter for Encyclopedia of Energy.*
- [28] E. P. I. T. E. P. I. A. (EPIA).

2.3 ESTUDIOS, PROYECTOS Y POTENCIA INSTALADA DE LA GD EN EL ECUADOR.

2.3.1 INTRODUCCIÓN

El Ecuador mantiene su generación de energía eléctrica con base en fuentes tradicionales de energía primaria: sistemas térmicos de conversión (bunker y diesel) e hidroelectricidad; esta última fuente se previó que en la década de los noventa, sería la fuente dominante, pero los gobiernos de turno no priorizaron o buscaron el financiamiento para la correspondiente inversión. Hasta el 2011, aproximadamente el 47% [1] de la energía eléctrica producida proviene de recursos energéticos del petróleo y sus derivados, que siendo recursos no renovables, llevando asociado el inconveniente de volatilidad en los precios y la afección al medio ambiente, por la emisión de un gran volumen de gases de efecto invernadero.

Actualmente se dispone de regulaciones que promueven la instalación de unidades de generación de pequeña capacidad en puntos del sistema eléctrico, donde se requiere una rápida y adecuada respuesta a las restricciones de transmisión; y al mismo tiempo estableciendo las señales que permitan el remplazo de varias centrales de generación térmica por la aplicación de los sistemas de cogeneración a gas y calor/vapor, lo cual es factible y se puede demostrar por medio de los estudios costo/beneficio correspondientes. Ello sería factible por los incentivos que promuevan estas inversiones en la industria, comercio hotelería, y también en el caso de centros de salud, hospitales, etc.

Es decir se cuenta con argumentos para que impulsen el desarrollo energético mediante fuentes alternas y de generación distribuida, ya sea con fuentes de tipo convencional, de fuentes térmicas o renovables como las mini y micro-hidráulicas.

Desde hace más de dos décadas, la necesidad de complementar la oferta energética de las centrales del Régimen Pluvial Amazónico con las del Océano Pacífico ha sido tomada en cuenta en los planes energéticos. No obstante, la falta de inversión y la propia crisis del sector son factores que han frenado radicalmente su crecimiento, por los años noventa e incluso en los primeros años del nuevo milenio, la crisis debido a la falta de abastecimiento y sus efectos graves sobre la economía del País, se ha hecho presentes; creando una amenaza constante para que el suministro de energía eléctrica se contraiga, lo que no ha permitido una reducción natural de las tarifas, pues no se halla fundamentada en costos decrecientes de la energía.

El Estado ha intervenido permanentemente en los precios a través de subsidios directos e indirectos, que han venido consumiendo importantes recursos de la caja fiscal, con graves implicaciones en la economía del país.

En consecuencia, varias son las causas y los actores involucrados en esta problemática apremiante la necesidad de adoptar medidas que apuntaran directamente hacia la raíz del problema.

La situación actual del abastecimiento de energía eléctrica requiere una especial atención, pues a pesar de la disponibilidad de recursos hídricos en el País, durante la última década la generación hidroeléctrica se ha mantenido una reducción en términos relativos, con un alto componente de la generación termoeléctrica, y como también dependencia de la energía importada de Colombia.

El Gobierno actual se ha empeñado en revertir esta condición, mediante la estructuración e implementación de un plan que contempla la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, así como la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, que permitirán en su conjunto, garantizar el abastecimiento de la demanda con una reducción natural de los precios de la energía, creando mejores condiciones de vida para la población y apoyando la competitividad del sector productivo en el ámbito internacional.

2.3.2 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para conseguir estos propósitos de mejora en el sector eléctrico, se resolvió actuar de manera directa a través de reformas que se inician con el Mandato No.15, emitido por la Asamblea Constituyente, del 23 de julio de 2008. Se han diseñado modificaciones a Ley de Régimen de sector eléctrico, que están siendo estudiadas por la Asamblea Legislativa.

En la actualidad, el sector eléctrico ecuatoriano se encuentra estructurado como lo describe en el cuadro de la Fig. 2.3.2.

Con base en la nueva Constitución de la República de Ecuador, aprobada el 28 de septiembre de 2008, que en el artículo 313 y siguientes, se establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

En este cuerpo legal se señala además, que uno de los sectores estratégicos es la energía en todas sus formas y que la provisión del servicio público de energía eléctrica es de responsabilidad del Estado, para lo cual constituirá empresas públicas, aunque se podrá delegar a empresas mixtas y excepcionalmente a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de dichas actividades, en los casos que establezca la ley.

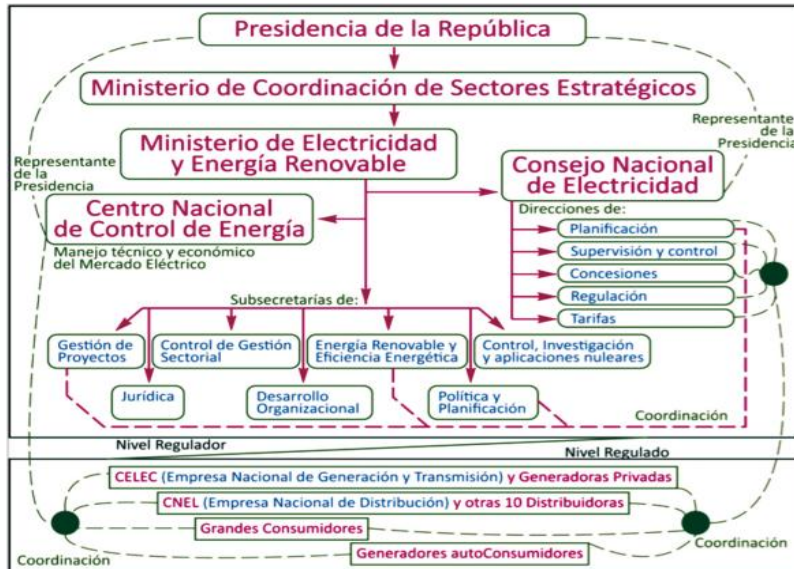


Figura 2.3.1.- Organigrama del Sector Eléctrico Ecuatoriano (reestructuración en proceso) [1]

Los conceptos generales que se consideran en la nueva propuesta de ley se exponen a continuación.

La preparación de una matriz energética y la ejecución de las acciones para cumplirlas, se presenta como una de las metas de la gestión pública.

El estado continuaría buscando la eficiencia mediante la emisión de políticas, en la dirección de empresas y en el control y regulación de las actividades del sector, con la conformación de los siguientes organismos y empresas:

El Ministerio del sector responsable del establecimiento de políticas, metas y estrategias para la planeación y la dirección y control de la gestión de las empresas adscritas. (Actual Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER).

La planificación del sector eléctrico parte de la definición de la matriz energética, que es un instrumento del planeamiento integrado en el área de la energía y sus resultados, que una vez evaluados en el ámbito global nacional, pueden ser incorporados al proceso del planeamiento estratégico y del plan plurianual. Tanto la matriz como los balances energéticos se consideran como sistemas de información que cuantifican la demanda, transformación, oferta y el inventario de los recursos energéticos del país, y describen su evolución histórica, proyectando las situaciones futuras.

El esquema de la nueva Ley se plantea de la siguiente manera:

- La necesidad de contar con una matriz nacional de energía ha sido un imperativo como parte de un proceso global del planeamiento estratégico para el País que involucre a la sociedad y al Estado.

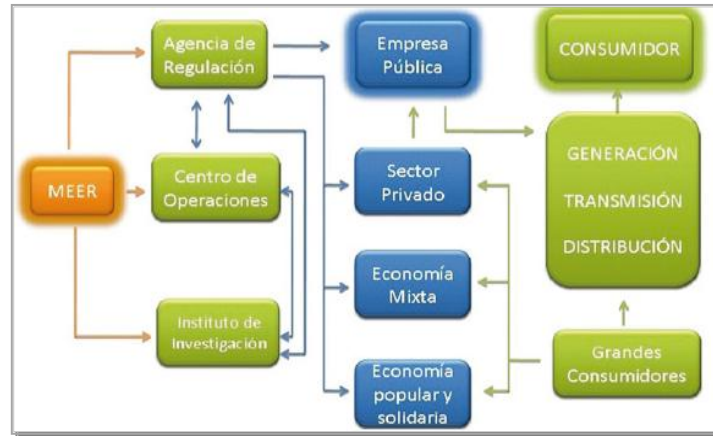


Figura 2.3.2.- Estructura Institucional Sectorial en Análisis [1]

- Con la nueva matriz energética se definen políticas energéticas para una planificación que incluya las siguientes acciones:
 - Promover el uso racional de la energía e introducir como política de Estado el concepto de eficiencia energética.
 - Inserción del componente de eficiencia energética en el currículo educativo de la educación básica y bachillerato.
 - Programa de normalización y etiquetado para mejorar la eficiencia energética de los equipos de usos finales producidos y comercializados en el Ecuador.
 - Programas de eficiencia energética en los sectores público e industrial.
 - Programa de inversión conjunta entre usuarios y Estado para la adquisición de focos ahorradores.

A esto debe sumarse que en el Ecuador se requiere la definición de políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones para que se vayan introduciendo nuevas tecnologías como “la cogeneración” con un objetivo orientado hacia la Generación Distribuida. Lo cual mejoraría la eficiencia de uso de los combustibles a valores que superen los rendimientos actuales que son inferiores al 50%.

2.3.3 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA INSTALADA 2009 [1].-

A diciembre de 2009, Ecuador dispuso de una potencia nominal o instalada de 5.488,71 MW de los cuales 4.777,79 MW son para servicio público y 710,92 MW para servicio no público. Toda esta potencia se la obtiene de centrales de tipo Hidroeléctricas, Térmicas Turbogas, Térmicas con Motor de Combustión Interna (MCI), Térmicas Turbovapor, Solar, Eólica y las interconexiones con los países vecinos de Colombia y Perú; dentro de esta potencia instalada, se incluye la potencia de las autogeneradoras que utilizan la biomasa (bagazo de caña) para la producción de energía.

Potencia nominal y efectiva por tipo de Generación					
Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	N°	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
S.N.I.	Generadora	Hidráulica Pasada	8	456,13	436,16
		Hidráulica Embalse	3	1361,00	1358,00
		Térmica MCI	10	413,78	328,43
		Térmica Turbogás	7	742,37	704,70
		Térmica Turbovapor	3	411,50	410,00
		Sutotal	31	3384,78	3237,29
	Distribuidora	Hidráulica Pasada	16	140,07	138,78
		Térmica MCI	16	163,20	115,72
		Térmica Turbogás	2	201,57	172,50
		Térmica Turbovapor	1	34,50	33,00
		Sutotal	35	539,34	460
	Autogeneradora	Hidráulica Pasada	24	97,81	95,49
		Térmica MCI	6	38,39	32,10
		Térmica Turbovapor	6	106,80	94,50
		Sutotal	36	243	222,09
Interconexión	Interconexión	4	650,00	635,00	
Total S.N.I.			106	4817,12	4554,38
No Incorporado	Generadora	Eólica	1	2,40	2,40
		Térmica MCI	3	2,03	1,99
	Distribuidora	Hidráulica Pasada	7	3,96	3,55
		Solar	1	0,02	0,02
	Autogeneradora	Térmica MCI	21	55,29	34,48
		Térmica MCI	96	607,89	453,49
Total No Incorporado al Sistema			129	671,59	495,93
Total al Sistema			235	5488,71	5050,31

Tabla 2.3.1.- Disponibilidad de Potencia y Energía e interconexión (TIE) [1]

En el punto 2,4 se plantea otro caso muy importante, no incentivado o analizado, como el caso de los desechos de la cascara del arroz, siendo el Ecuador gran productor de esta gramínea.

2.3.4 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA 1970-2009

En el cuadro siguiente se puede revisar el historial del crecimiento de la capacidad instalada de cuatro décadas, que para la última década se ubica en el 5,5% de promedio, soportado eso sin en la interconexión con Colombia, pues en lo que corresponde a renovables a gran escala se puede observar un crecimiento nulo, pues Mazar con 160 MVA se incorpora a finales de 2010.

En las tablas siguientes se presenta la capacidad instalada de auto generadores de sistemas de emergencia clasificados por áreas de concesión de las empresas distribuidores del país; estadística evaluada y mejorada luego de la emergencia que soportara el Sistema Nacional entre noviembre de 2009 y febrero de 2010.

Lo cual ha permitido concluir que existe un potencial de generación térmica, que en la actualidad se orienta al diesel y que podría en un futuro ser impulsado al consumo de gas que presenta mejores condiciones y que en épocas de estiaje, permitiría evaluar un potencial de cogeneración interesante, basado en incentivos y regulaciones que impulsen estos cambios tan necesarios.

Claro está que en algunos casos no es posible la cogeneración por el propio proceso productivo que ciertos segmentos del negocio no requieren vapor, pero sobre todo en la costa todas las grandes empresas que se dedican a la industrialización como por ejemplo el pescado y productos que requieren de vapor y agua caliente con lo que el rendimiento en la generación electricidad/calor aprovechado, puede superar el 50%.

Capacidad Instalada en el País e Interconexiones											
Potencia Efectiva (MW)											
Año	Renovable					No Renovable			Inter- conexión	Total	Variación (%)
	Hidráulica		Solar	Eólica	Térmica Turbo- vapor*	Térmica					
	Embalse	Pasada				MCI	Turbo- gas	Turbo- vapor			
1970	106					60	14	112		292	
1975	140					162	77	129		508	73,97%
1980	226					361	174	321		1082	112,99%
1985	751					383	210	480		1824	68,58%
1990	911					318	162	478		1869	2,47%
1995	1.157,2	346,8				253	315	478		2550	36,44%
1999	1.356,0	346,8	-	-	-	346	845	476	40	3409,8	33,72%
2000	1.356,0	346,8	-	-	-	346	845	476	40	3409,8	0,00%
2001	1.356,0	369,5	-	-	-	346	695	476	40	3282,5	-3,73%
2002	1.356,0	377,2	-	-	-	398	831	476	40	3478,2	5,96%
2003	1.356,0	377,2	-	-	-	469	807	446	290	3745,2	7,68%
2004	1.356,0	376,3	-	-	28	500	807	481	290	3838,3	2,49%
2005	1.356,0	393,9	-	-	55,6	644	807	511	400	4167,5	8,58%
2006	1.356,0	430,0	-	-	63,3	969	807	520	400	4545,3	9,07%
2007	1.358,0	672,7	0,02	2,4	63,3	1102	807	520	400	4925,42	8,36%
2008	1.361,0	671,6	0,02	2,4	94,5	1138	807	553	650	5277,52	7,15%
2009	1.361,0	697,97	0,02	2,4	106,8	1280,58	943,94	446	650	5.488,71	4,00%

Nota: * Se refiere a las centrales de las empresas azucareras que utilizan como combustible el Bazo de Caña

Nota: * Se refiere a las centrales de las empresas azucareras que utilizan como combustible el Bagazo de Caña

Tabla 2.3.2.- Potencia Histórica y Disponibilidad Generación y energía de interconexión (TIE)

Sería recomendable que se realice un estudio a nivel de las entidades dedicadas a planificar de la matriz energética, más ajustado del potencia de cogeneración, lo que permitiría determinar políticas muy interesantes en este aspecto como lo está realizando Uruguay. [2]

2.3.5 SIMULADACIÓN DE LA ACTUAL PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR UTILIZANDO FUENTES DE ENERGÍA CONVENCIONAL

Potencia nominal y efectiva de Generación de Emergencia Con y Sin Sincronismo									
Tipo Empresa	Empresa	Industria		Salud		Servicios		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generación de Emergencia con Sincronismo	Centro Sur	12,40	4,20	-	-	-	-	12,40	4,20
	CNEL-Esmeraldas	-	-	-	-	2,2	1,6	2,20	1,60
	CNEL-Los Rios	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00
	CNEL-Manabí	2,19	1,75	-	-	0,74	0,74	2,93	2,50
	CNEL-Milagro	1,14	0,91	-	-	-	-	1,14	0,91
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00
	Quito	1,70	1,36	-	-	-	-	1,70	1,36
Total por Zona Concesión Distribuidora		17,43	8,22	0,00	0,00	2,94	2,34	20,37	10,57
Generación de Emergencia	Ambato	8,07	2,40	4,27	0,359	8,97	2,40	21,31	5,152
	Centro Sur	30,22	20,81	3,55	2,842	17,07	13,72	50,85	37,367
	CNEL-Bolívar	-	-	-	-	-	-	0,00	0,000
	CNEL-El Oro	26,64	26,64	2,60	2,60	13,36	13,18	42,598	42,422
	CNEL-Esmeraldas	12,07	9,50	0,54	0,47	7,55	7,08	20,16	17,050
	CNEL-Guayas-Los Rios	33,14	25,67	-	-	4,58	3,6640	37,721	29,338
	CNEL-Los Rios	6,47	5,17	0,53	0,42	1,60	1,28	8,589	6,871
	CNEL-Manabí	27,86	9,61	3,92	3,13	28,94	25,08	60,71	37,823
	CNEL-Milagro	40,71	32,57	1,10	0,88	1,60	1,28	43,41	34,725
	CNEL-Sto. Domingo	40,13	23,72	-	-	8,07	6,60	48,19	30,315
	CNEL-Sta. Elena	25,1	15,18	1,02	0,74	21,90	16,68	48,02	32,603
	CNEL-Sucumbios	0,35	0,31	-	-	6,87	5,95	7,22	6,263
	Cotopaxi	9,95	9,37	0,43	0,43	3,61	0,41	13,98	10,207
	Eléctrica de Guayaquil	40,70	27,59	0,19	0,16	132,60	104,56	173,50	132,302
	Galápagos	-	-	-	-	0,66	0,53	0,66	0,526
	Norte	20,89	1,68	2,10	-	7,30	1,81	30,29	3,492
	Quito	133,89	100,63	4,18	3,17	101,63	60,72	239,70	164,527
	Riobamba	12,81	9,92	1,20	0,80	0,08	0,16	14,09	10,882
	Sur	1,95	1,46	1,98	1,49	6,57	4,92	10,50	7,874
Total por Zona Concesión Distribuidora		470,946	322,236	27,609	17,49	372,95	270,017	871,50	609,74
Total Emergencia		488,376	330,46	27,609	17,486	375,891	272,361	891,876	620,307

Tabla 2.3.3 Potencia Instalada de Emergencia con y Sin Sincronismo [1]

Los dos criterios principales que permiten evaluar una primera perspectiva, incluso para modelar la demanda con Generación Distribuida son:

Nivel o Grado de penetración de la GD%.- se lo puede calcular según la definición dada en el punto 2.1.7.1.

Nivel o Grado de dispersión de la GD%.- se lo puede calcular según la definición dada en el punto 2.1.7.2.

Este caso se simula con demanda pico del País en el 2010 que alcanza a 3.036 MW.

Para evaluar la potencia firme instalada de las tablas anteriores se toma un escenario:

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN EL SNI 2010	
Potencia efectiva nominal de los autogeneradores	696,77 MW
Potencia nominal de generación de servicio público conectada en las distribuidoras	498,05 MW
Total	1.194,82 MW.
Aplicando la definición (2.1.7.1) % Nivel de Penetración GD:	39,35 %

Tabla 2.3.4.- Grado de Penetración porcentual 2010

Conclusión:

$$\% \text{ Nivel } _{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\%$$

El valor de 39,35% corresponde a un escenario de Baja Penetración, lo que se permite estimar que se establece en un mercado conservador con muchas barreras económicas y técnicas, que hacen deducir que la incorporación de GD sería escasamente atractiva.

Potencia nominal y efectiva de Generación de Distribuidores y Autogeneración							
Tipo Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Distribuidora	Ambato	13,42	6,20	-	-	13,420	6,200
	Centro Sur	5,16	3,00	-	-	5,160	3,000
	CNEL-Bolívar	4,91	4,16	-	-	4,910	4,160
	CNEL-El Oro	16,39	13,24	-	-	16,390	13,240
	CNEL-Esmeraldas	1,10	0,90	-	-	1,100	0,900
	CNEL-Los Ríos	11,46	9,78	-	-	11,460	9,780
	CNEL-Milagro	15,00	10,20	-	-	15,000	10,200
	CNEL-Sta. Elena	31,94	9,00	-	-	31,940	9,000
	CNEL-Sucumbios	44,22	25,64	-	-	44,220	25,640
	Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,190	11,880
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	205,50	-	-	236,070	205,500
	Galápagos	9,87	7,79	-	-	9,870	7,790
	Norte	15,00	14,27	-	-	15,000	14,270
	Quito	143,39	143,39	-	-	143,390	143,390
	Riobamba	16,34	15,30	-	-	16,340	15,300
	Sur	22,14	17,80	-	-	22,140	17,800
Total Distribuidora		598,60	498,05	0,00	0,00	598,60	498,05
Autogeneradora	Agip	-	-	38,47	34,68	38,47	34,68
	Agua y Gas de Sillunchi	0,10	0,09	0,3	0,3	0,40	0,4
	Andes Petro	-	-	120,67	99,62	120,67	99,62
	Consejo Provincial de Tur	0,12	0,11	-	-	0,12	0,11
	Ecoelectric	27,50	27,50	9,00	7,7	36,50	35,2
	Ecoluz	0,73	0,69	5,90	5,51	6,63	6,2
	EQDOS	65,60	52,48	-	-	65,60	52,48
	Electroandina	-	-	0,90	0,79	0,90	0,79
	EMAAP-Q	7,00	6,91	7,94	7,83	14,94	14,74
	Enermax	5,00	5,00	12,16	12,16	17,16	17,16
	Famiproduct	1,20	1,09	2,55	2,31	3,75	3,4
	Hidroabánico	27,25	26,92	11,20	11,07	38,45	37,99
	Hidroimbabura	0,84	0,67	-	-	0,84	0,67
	I.M. Mejía	2,00	1,80	-	-	2,00	1,8
	La Internacional	3,00	2,83	-	-	3,00	2,83
	Lafarge	8,34	6,60	24,70	20,7	33,04	27,3
	Managéneración	9,00	9,00	-	-	9,00	9
	Molinos La Unión	2,07	1,74	1,10	0,96	3,17	2,7
	OCP	-	-	22,08	20,23	22,08	20,23
	Perlabi	0,47	0,42	2,32	2,08	2,79	2,5
	Petroamazonas	-	-	195,25	105,42	195,25	105,42
	Petroproducción	-	-	69,21	64,57	69,21	64,57
	REPSOL YPF	-	-	153,31	123,22	153,31	123,22
	San Carlos	28,00	22,40	7,00	5,6	35,00	28
	SIPEC	-	-	8,67	5,76	8,67	5,76
Total Autogeneradora		188,22	166,25	692,73	530,51	880,95	696,77
		786,82	664,30	692,73	530,51	1479,55	1194,82

Tabla 2.3.5.-Potencia Nominal y Efectivo de Distribuidores y Autogeneradores

Nivel de Dispersión.- Para establecer un primer escenario algo simple, se considera un área del sistema de potencia que refleje el número de puntos en la red para describir este índice en donde se tenga conectada GD, por el total de centrales menores instaladas y conectadas al SIN en las 19 Distribuidoras y las empresas autogeneradoras que se han conectado a estos sistemas de subtrasmisión:

Número de Nodos de Generación Distribuida en la RED actual		
DISTRIBUIDORAS	Hidráulicas	16
	Térmicas MCI	17
AUTOGENERADORAS	Hidráulicas	23
	Térmicas MCI	6
	Térmicas Turbo-vapor	6
Total Centrales conectada al SNI		68

Tabla 2.3.6.- Nodos en la red actual

Se evalúan los nodos de carga se contabilizan el total de subestaciones de las distribuidoras que potencialmente recibirán generación distribuida, con niveles de tensión de subtransmisión 69/13,8kV y 69/22kV.

De la misma fuente de información como lo es el documento “Estadística del sector Eléctrico Ecuatoriano 2009” se extrae ahora la cantidad de nodos Tablas 2.3.5 y 2.3.6:

$$\% \text{Dispersión}_{GD} = \frac{\# \text{Nodos}_{GD}}{\# \text{Nodos}_{Carga}} = \frac{68}{273} \times 100\% = 24,91\%$$

Cantidad de Nodos y Capacidad Instalada en las distribuidoras Potencia Aire-Aceite (MVA)				
DISTRIBUIDORA	N° Subestaciones	Tensión (kV)		ONAN (MVA)
		Tensión 1	Tensión 2	
EE Ambato	16	69	13,8	148
EE Azogues	1	69	22	10
EE Bolívar	6	69	13,8	22
CATEG	31	67	13,8	724
EE CENTRSUR	15	69	22	231
EE Cotopaxi	7	69	13,8	74,25
Cnel El Oro	16	69	13,8	156
Cnel Esmeraldas	9	69	13,8	54,8
Cnel Guayas Los Rios	21	69	13,8	225,0
Cnel Los Rios	7	69	13,8	53,7
Cnel Manabí	28	69	13,8	224,5
Cnel Milagro	14	69	13,8	103,5
EE Norte	13	69	13,8	120,8
EE Quito	34	46	6,3	550,0
EE Ribamaba	9	69	13,8	80,0
Cnel Sta Elena	13	69	13,8	95,0
Cnel Sto domingo	10	69	13,8	84,5
Cnel Sucumbíos	4	69	13,8	71,0
EE Sur	19	69	13,8	93,4
Total S/Es	273			3.121

Tabla 2.3.7.- Cantidad de Nodos y capacidad Instalada por distribuidor [1]

El resultado se considera como de una Baja Dispersión, ya que es un nivel de dispersión menor al 30%; lo cual puede ser un caso algo común y fácil de alcanzar en un mercado no liberalizado, que además no da señales de que este concepto haya dado su inicio como aplicación en el Ecuador.

Es decir la generación distribuida aun no ha sido instalada ni en la mitad de los nodos con carga conectada, por lo que no se avizora un mercado adecuado para que los consumidores empiecen a recibir incentivos para la conexión de generación distribuida en forma local.

Parte del potencial energético explotable en el mundo y en la región, se concentra en centrales con potencias del orden de centenares o aún miles de MW y se concentra en las fuentes hídricas (renovables) y térmicas (no renovables).

La generación distribuida por el contrario no se orienta al aprovechamiento de estas economías de escala, por lo que para que tenga sentido económico, deben identificarse otros intereses relevantes que la hagan conveniente.

Los fenómenos favorables a la generación distribuida al menos potencialmente son:

- La posibilidad de ahorros en las redes de distribución, por reducción de las inversiones en capacidad derivadas de la disminución de las pérdidas en las redes y mejoras en el factor de utilización.
- El aprovechamiento de fuentes de energía primaria, en general renovables, cuya escala y localización sólo permite la aplicación de la generación distribuida, por ejemplo, las pequeñas centrales hidráulicas.
- La generación en pequeña escala puede tener un impacto económico positivo si permite el aprovechamiento de insumos y mano de obra nacional en proporciones superiores a los de la generación centralizada. La evaluación del beneficio por emplear dichos factores de producción nacionales es un problema complejo de naturaleza no técnica sino económica.

La generación eléctrica convencional, está identificada en el país por dos aspectos:

- Proyectos que se encuentran en ejecución (incluyendo algunos que se han paralizado por diversas circunstancias), y por otro lado los que han obtenido su contrato o certificado de permiso o concesión, o se encuentran en trámite en el CONELEC.
- Para el primer caso se presenta el resumen de cada uno de los proyectos en ejecución, y en forma detallada su estado de avance en la referencia. [3]

Para el segundo caso, de la información referente a los trámites concluidos o en vías de obtención del contrato o certificado de concesión que se están realizando en el CONELEC, y tablas la información básica de cada uno de los proyectos; los proyectos de generación futura se han clasificado en tres grupos:

- Proyectos con contrato de concesión o permiso de generación: 20 proyectos, 1 043 MW de potencia a instalarse.
- Proyectos con certificado de concesión o permiso: 17 proyectos, 2 334 MW de potencia a instalarse.
- Proyectos en trámite para obtención de contrato o certificado: 21 proyectos, 1 969 MW, de potencia a instalarse.

Los proyectos incluyen generación hidroeléctrica y térmica convencional [3]:

También se han registrado por parte del CONELEC, las micro-centrales hidroeléctricas de potencias menores a 1 MW, lo que demuestra a las claras la poca o ninguna intención, hasta el momento, de incursionar en la GD, como se observa en el resumen de la figura 2.3.9:

PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDRAULICA MENORES C' CERTIFICADO CONCESIÓN CONSIDERABLES COMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA					
Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Cantón	Provincia
EnergyDINE	Río Luis	15,5	90	Zaruma	El Oro
Hidronanegal	Palмира	10	64,7	Quito	Pichincha
Hidrosierra	Río Verde Chico	10	79	Baños	Tungurahua
Hidrochinchipe	Palanda	16,8	138	Palanda	Zamora Chichipe
Hidroimbabura	San Jerónimo 4	7	43	Ibarra	Imbabura
Reyshaiwal	Salto del Bimbe	4,2	26	Santo Domingo	Santo Domingo de los Tsachilas
Hidroenergía	Quidigua	9,7	65	La Maná	Cotopaxi
TOTALES	7	73	506		

Tabla 2.3.8- Proyectos menores (GD) de G. Hidráulica con contrato de concesión

PROYECTOS DE GENERACION TERMICA CON CONTRATO DE CONCESIÓN O PERMISO								
Empresa	Proyecto	# Unid x MW	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Clase de Turbina	Combustible	Cantón	Provincia
MACHALA POWER	Machala	1x95 turbovapor	95	666,00	Ciclo combinado	Gas	Machala	El Oro
MACHALA POWER	Machala	1x65 turbogas	87	610,00	Ciclo combinado	Gas	Machala	El Oro
ULYSSEAS INC.	Power Barge II	4X12,5	50	252,00	MCI	Fuel Oil No.4 norma ecuator.	Guayaquil	Guayas
TOTALES	3		232	1528				

Tabla 2.3.9.- Proyectos gran escala G. Térmica con contrato de concesión

Todo este nuevo potencial de generación que se incorporaría para los próximos 5 años (planteando un escenario optimista para el 2015) y una demanda proyectada a una tasa de crecimiento histórica de 5,00% (escenario conservador del Plan Maestro CONELEC), para lo cual se vuelven a repetir los caculos de Nivel de GD y de Dispersión GD, analizando que pueden dar algunas señales pero considerando que “sólo se mantenga el impulso a los proyectos de orden renovables Hidráulicos”.

Estado de Avance	Empresa	Nombre Central	Potencia (kW)	Provincia	Cantón	Parroquia	Propósito de Generación
no construido	HidroApuela	Apuela	993	Imbabura	Cotacachi	Apuela	Servicio Público
en construcción	Hidalgo & Hidalgo	Corazón	990	Pichincha	Mejía	Tandapi	Servicio Público
no construido	EmelNorte	La Merced de Buenos Aires	980	Imbabura	Urcuquí	Buenos Aires	Servicio Público
en construcción	HidroImbabura C.A	HidroCarolina	900	Imbabura	Ibarra	La Carolina	Servicio Público

Tabla 2.3.10.- Proyectos microcentrales<1MW (GD) de G. Hidráulica identificados [3]

En este caso, la potencia que se la asumirá como la efectiva nominal de cada una de las empresas autogeneradoras es de 498,05 MW más 35% de la tipo industrial que se conectaría por incentivos, asumiendo que en los próximos 5 .

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN EL SIN 2015	
Potencia efectiva nominal de los autogeneradores	498,05 MW
Potencia nominal de efectiva de emergencia de tipo industrial 35%	77 MW
Potencia nominal de generación servicio público en las distribuidoras	696,77 MW
Generación convencional renovable en proceso:	73 + 3,8 = 76,80 MW.
Total	1.348,72 MW.
Aplicando la definición (2.1.7.1) % Nivel de Penetración GD:	35,13 %

Tabla 2.3.11.- Grado de Penetración porcentual 2015

Aplicando la definición:

$$\% \text{ Nivel } _{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% = \frac{1.348,72}{3839} \times 100\% = 35,13\%$$

Con la consideración de mejora en las señales, el escenario sigue siendo con valores que bordean un nivel del 35,13%, el mismo que se presenta algo más bajo que en la

primera evaluación, lo cual se deduce por el crecimiento sostenido de la demanda y aún considerando valores conservadores, es decir que si no se establecen a mediano plazo elementos para reducir las barreras económicas y técnicas, se seguirá demostrando poco interés en la incorporación de GD.

En el caso del “Nivel de dispersión”, se puede hacer la siguiente evaluación:

Contabilizando el número total de subestaciones de las diferentes distribuidoras susceptibles de recibir generación distribuida, se prevé un crecimiento similar al de la demanda 5%, pues no se disponen de proyecciones totalmente confirmadas en este segmento, lo cual permitiría estimar los siguientes valores:

- 273 nodos más de la demanda, 5% anual da un total de 366 nodos de carga.
- El 25 % de incorporación de potencia de emergencia que se podría conectar con la normativa correspondiente representa que se conectarían en los correspondientes puntos de carga de los distribuidores, lo que simula la entrada de $366 \times 25\%$, en Generación Distribuida, 92 nodos adicionales a los 77 iniciales, que suman 169 nodos:

En cuanto a la cantidad de centrales proyectadas calificables como GD se tiene:

Nodos de Generación Distribuida en la RED Proyectada a 2015		
DISTRIBUIDORAS	Hidráulicas	27
	Térmicas MCI	17
AUTOGENERADORAS	Hidráulicas	23
	Sistemas Emergencia	92
	Térmicas MCI	6
	Térmicas Turbopapor	6
Total Centrales conectada al SNI		169

Tabla 2.3.12.-Nodos en la red proyectada a 2015

$$\% \text{Dispersión}_{GD} = \frac{\# \text{Nodos}_{GD}}{\# \text{Nodos}_{Carga}} = \frac{169}{366} \times 100\% = 46,17\%$$

Con este nuevo resultado, considerando que se dan algunos emprendimientos una evolución optimista en el segmento de la GD, la dispersión se ubicaría entre los límites de baja a mediana penetración, lo que permite avizorar una leve evolución hacia esta concepción del mercado y se verían señales alentadoras en el modelo.

2.3.6 ESCENARIO CON INCREMENTOS AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE CONVENCIONAL EN PEQUEÑA ESCALA:

Siendo algo más optimistas, y sabiendo que se cuenta con varios estudios formales y ante la disponibilidad de fuentes seguras, se proponen evaluar nuevamente los índices de la GD, considerando la producción mediante fuentes de energía hidráulicas renovables con centrales de pequeña escala:

- La generación hidroeléctrica en pequeños aprovechamientos con condiciones topográficas e hidrológicas favorables, pero con caudales pequeños, hasta 10 MW. Ya sean identificados por entidades del estado o por emprendimientos privados.
- El hecho de que estas fuentes tengan un origen local, tiene una ventaja desde el punto de vista de la política energética, ya que puede reducir la dependencia de la

energía importada y sus fluctuaciones de precios y disponibilidad. En este punto del informe se realiza una estimación primaria del potencial de estas fuentes en el país.

- Para evaluar la diferencia que representa el impulso a los estudios generación a gran escala continuación se comparan los posibles emprendimientos con los de pequeña escala, a un menor costo global darán las ventajas de estar embebidas en la red de distribución y subtransmisión de las distribuidores y con tiempos de ejecución de máximo tres años, a diferencia de los de gran escala que requieren no menos de cinco.
- Son parte del plan nacional de expansión tanto los proyectos a gran escala como los de escala menor a 10MW y se irán incorporado hasta el 2020, se procede a evaluar los índices de GD, aclarando que aún no plantean escenarios en los que se consideran las energías alternativas, lo cual se ha dejado para el punto 2.4.

En las tablas a que continuación se detallan los proyectos a gran escala y a menor escala con contrato de concesión o con permiso para continuar con los diseños definitivos.

2.3.7 ESCENARIO 2015-2020, CON INCREMENTOS ADICIONALES AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE CONVENCIONAL EN PEQUEÑA ESCALA.

PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDRAULICA MENORES EN TRÁMITE CONSIDERABLES COMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA					
Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Cantón	Provincia
ELECAUSTRO	Soldados-Yanuncay-Minas	27,8	190	Cuenca	Azuay
HidroAzogues	Mazar-Dusdas-Llavicay	20,9	146,5	Azogues	Cañar
CELEC-Termopichincha	Llanganates	27,6	210	Tena	Napo
CELEC-Termopichincha	Jondachi-La Merced	18	121,4	Archidona	Napo
CELEC-Termopichincha	Jondachi-Sardinas	12,6	84	Archidona	Napo
EMAP-Q	El Batán	3,1	24	Quito	Pichicha
EMELNORTE	Buenos Aires	1	7	San Miguel de Urquí	Imbabura
Hidro-Mira Carchi	Mira	1	7		Carchi
TOTALES	8	112	789,9		

Tabla 2.3.13.- Proyectos a menor escala (GD) de G. Hidráulica Futura con contrato de concesión [3]

Se ha incorporado un nuevo potencial que se espera daría mejores resultados y aportes hacia el periodo 2016-2020, por lo que para ello, tomando la demanda proyectada, a una tasa de crecimiento histórica de 5% (escenario medio Plan Maestro CONELEC), se vuelven a repetir los cálculos de Nivel de GD y de dispersión GD, que permite obtener resultados, que continúan introduciendo dudas en los indicadores.

La potencia que se la asumirá como la efectiva nominal de cada una de las empresas autogeneradoras más el 50% de la tipo industrial que se conectaría por incentivos.

El escenario para la GD sigue siendo bajo pues con 30,7%, y más bien se deteriora, pues el crecimiento sostenido de la demanda supera con creces la potencia añadida de GD. A pesar de simular que muchos clientes industriales se conectarían a la red en el modelo de cogeneración.

PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDRAULICA A GRAN ESCALA EN TRÁMITE								
Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Turbina	Río	Vertiente	Cantón	Provincia
CELEC-Hidropaute	Cardenillo	340,9	2344	Pelton	Paute	Atlántico	Snigo d' Méndez	Morona Santiago
Hidro Equinoccio	Villadora	267,5	1596	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Manduriaco	173,4	771	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Chespi	170,3	1000	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Tortugo	157,4	1314	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Palma Real	154,8	882,8	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
	Quijos-Baeza	100	478	Francis	Quijos-Papallacta	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Calderón	147	780,9	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Llurimaguas	113	587	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Charapi	87,5	319	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	San Pedro	83,4	515	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Chontal	68,9	444	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
Hidro Equinoccio	Cubí	54,2	282	Francis	Guayllabamba	Pacífico	Quito	Pichicha
	Calderón San Pedro	38,7	203,4	Pelton	San Pedro	Pacífico	Quito	Pichicha
TOTALES		14	1957	11517,1				

Tabla 2.3.14.- Proyectos a gran escala de G. Hidráulica Futura con contrato de concesión [3]

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN EL SIN 2020	
Potencia efectiva nominal de los autogeneradores	700 MW
Potencia efectiva de emergencia industrial y servicios conectada 50%	157 MW.
Potencia de generación de servicio público conectada en las distribuidoras	498,05 MW
Generación convencional renovable en proceso:	76,80+112 MW.
Total	1.543,8 MW.
Aplicando la definición (2.1.7.1) % Nivel de Penetración GD:	30,7 %

Tabla 2.3.15.- Grado de Penetración porcentual 2020

$$\% \text{ Nivel } _{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% = \frac{1.543,8}{5037} \times 100\% = 30,7\%$$

Observemos en el caso del nivel de dispersión la evaluación, en la nueva condición:

Contabilizando el total de subestaciones de las distribuidoras que recibirán generación distribuida, se estima un crecimiento del 5%, similar al de la demanda no se disponen de proyecciones en este segmento, lo cual daría los siguientes valores:

- 366 nodos simulando un crecimiento del 5% anual, en los puntos de carga, que resulta en un total de 490 nodos.
- Y el 50 % de de potencia de emergencia que se podría conectar correspondiente, que simula la entrada de $490 \times 50\%$, 245 nodos adicionales a los 92 por cargas de las distribuidoras y autogeneradores, que suma: 337

En cuanto a la cantidad de centrales proyectadas calificables como GD se tiene:

Nodos de Generación Distribuida en la RED Proyectada a 2015-20		
DISTRIBUIDORAS	Hidráulicas	35
	Térmicas MCI	17
AUTOGENERADORAS	Hidráulicas	28
	Térmicas MCI	6
	Térmicas Turbovapor	6
Total Centrales conectada al SNI		92

Tabla 2.3.16.- Número de Nodos en red proyectada 2016-2020

$$\% \text{ Dispersión } _{GD} = \frac{\# \text{ Nodos } _{GD}}{\# \text{ Nodos } _{Carga}} = \frac{337}{490} \times 100\% = 68,77\%$$

Con este nuevo resultado, la dispersión se ubicaría en el límite de mediana penetración, lo que permite avizorar una evolución hacia esta concepción del mercado y de un SEP

mejor estructurado, ya que es un estado de dispersión avanzando, un resultado que ofrecería algunas señales alentadores en el sentido que este modelo podría irse configurando en el SEP de Ecuador.

Del inventario de proyectos disponibles a ser desarrollados en la vertiente amazónica (Plan Maestro de Electrificación pp 241 Tb 6.14), en los que constan 33 posibles emprendimientos, 10 son considerables como de GD por su potencia y se conectarían en las redes de las distribuidoras locales; los que cuentan con 106 MW de capacidad instalable, que podrían desplazar al menos un 20% de la energía térmica que el estado está comprando a corto plazo.

En la vertiente del pacifico se registran 121 proyectos de los cuales 55 son de potencia que bordea los 10MW o menos, es decir de GD en la red y suman 366MW, que igualmente, se podrían desplazar los emprendimientos térmicos de corto plazo. Es decir se incorporarían puntos de inyección de GD en 131 nodos, valores que permitirían cambiar el escenario de evaluación del nivel de dispersión.

Por lo que es factible considerar progresos en los indicadores, aunque habría que analizar los efectos que se obtienen considerando la potencia que se podría incorporar en el caso de las fuentes no convencionales, lo cual se verá en detalle en el punto 2.4.

2.3.8 ANÁLISIS DE LA COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA

Las mayores plantas hidráulicas se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo.

El 88% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituido principalmente por las seis grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado:

Paute (1.100 MW), seguida por San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Mazar (180MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW). De éstas, la única que pertenece a la Vertiente del Pacífico es la central Marcel Laniado.

El potencial de la vertiente del Amazonas, que alcanza los 6.898 MW (25 proyectos), únicamente en los proyectos que se han considerado para el presente Plan Maestro, está concentrado principalmente en el Coca Codo Sinclair, al momento en ejecución y los proyectos ubicados en el río Zamora, cuya etapa de estudios se ha iniciado bajo el auspicio del MEER.

Figura 2.3.3.- Potencial Teórico, Técnico y Económico de las Cuencas Hidrográficas [1]



Se han identificado proyectos en la Vertiente Amazónica, que han surgido de la iniciativa privada que se encuentran en diferentes etapas, con algunos en operación y otros en construcción.

Es necesaria la ejecución de proyectos de la vertiente del Pacífico, para aprovechar la complementariedad hidrológica lo que contribuye a garantizar el suministro todo el año. El mercado contaría con 2.360 MW adicionales de generación, complementarias a la

vertiente del Amazonas. El mayor potencial se concentra en 33 proyectos, de los que 11 surgen del río Guayllabamba, con una potencia de 1.500 MW.

Sin embargo de ello, una proyección del balance de energía realizado entre 2009 y 2020, deja entrever que la energía será totalmente predominante de origen hídrico, pues en lo que corresponde a renovable no convencional, aún se considera en forma marginal.

Cuencas Hidrográficas	Area (km ²)	Potencial teórico MW	Potencial teórico aprovechable	Potencial económico aprovechable MW
Vertiente del Pacífico				
Mira	6.022,0	2.887,2	488,5	144,5
Esmeraldas	21.418,0	7.530,4	1.878,5	1.194,0
Guayas	32.675,0	4.204,7	310,7	-
Cañar	2.462,0	1.338,6	112,2	-
Jubones	4.326,0	1.122,7	687,7	590,0
Puyango	4.965,0	960,9	298,7	229,0
Catamayo	11.012,0	1.085,9	459,6	-
Subtotal 1	82.880,0	19.130,4	4.235,9	2.157,5
Vertiente del Amazonas				
Napo-Coca	5.641,0	7.643,5	6.355,0	4.640,0
Napo-Napo	26.987,0	13.125,0	5.929,5	3.839,0
Pastaza	20.543,0	11.101,7	1.434,0	1.121,0
Santiago-Namango	14.321,0	11.259,7	5.810,6	4.006,0
Santiago-Zamora	11.806,0	9.395,5	5.857,6	5.506,0
Mayo-Chinchi	3.720,0	1.733,9	859,0	778,0
Subtotal 2	83.018,0	54.259,3	26.245,7	19.890,0
Total	165.898,0	73.389,7	30.481,6	22.047,5

Tabla 2.3.17.- Lista de proyectos a las vertientes del Pacífico y de Amazonas [3]

Sin embargo no hay planes para impulsar la cogeneración, lo cual se evidencia en el grafico referido que se presenta a continuación.

El resto del requerimiento de energía eléctrica es propuesto para ser cubierto por energía térmica a corto plazo en el orden de 400 – 600MW, y eventualmente con GD.

No se debe descartar la importancia de disponer de generación eficiente de corto plazo para los próximos 4 años, planificando escenarios al diferir proyectos hidroelectricos para tomar las acciones en preservar el abastecimiento de la demanda. Todo esto en función de la sensibilidad del abastecimiento a la fecha de entrada de los proyectos de mayor envergadura.

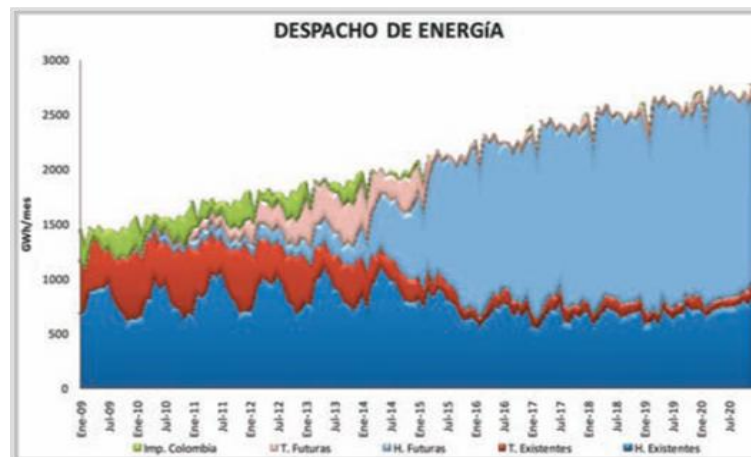


Figura 2.3.4.- Evolución del Balance de Energía 2009-2020 [1]

Cabe también asimilar la coexistencia de la generación hidráulica, la generación térmica y más aún las fuentes no convencionales, que en un sistema en el cual la estacionalidad tiene un patrón de comportamiento de los caudales que hacen ver la necesidad en épocas de estiaje de aplicar la solvencia de la generación alterna térmica.

Revisando el gráfico 2.3.15 la evolución probable del balance de energía, se puede ver un incremento importante en las fuentes de energía de origen hidráulico, alcanzándose una reducción de los niveles de energía de fuentes térmicas no renovables.

También pueden dar un aporte importante en este aspecto los proyectos de fuentes no convencionales como los eólicos y fotovoltaicos, que se revisaran en el capítulo siguiente

2.3.9 CONCLUSION

La potencialidad para emprendimientos de GD en el país son muy amplias, aun cuando este momento se estén impulsando la ejecución de los grandes proyectos de fuentes hidráulicas, sin embargo es necesario que se generen las directrices, políticas y regulaciones para permitir sobre todo por el lado de la empresa privada en alianza estratégica con las Distribuidoras para que se identifiquen, inviertan e impulsen los pequeños proyectos de Generación Distribuida con la aplicación de alguna de las fuentes alternativas, como las ya identificadas en el capítulo 2.

2.4 POTENCIAL DE FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS /RENOVABLES Y SU CONCEPCIÓN EN GD EN EL ECUADOR.

2.4.1 INTRODUCCIÓN

La generación distribuida se ha transformado en una alternativa eficiente y limpia para ser aplicada en los sistemas de distribución tradicionales; y más aún nuevas aplicaciones en varias tecnologías recientes van haciendo factible se conviertan en económicamente factibles. Con este propósito, se realizan esfuerzos significativos en diferentes sectores del mundo, tanto en Europa, en Estados Unidos, en China y recientemente en Latinoamérica.

La realidad internacional actual es la presión del mercado mundial de petróleo enfrentado por un lado, a un crecimiento sostenido en la demanda, al tiempo que se marca una conciencia sobre la necesidad de reducción de las emisiones de carbono y en el contexto nacional se hace evidente la necesidad de establecer políticas de estado en el área energética y especialmente en la eléctrica. Ecuador es un país que ha adquirido una tradición en la producción del petróleo y al no contar con un buen sistema de refinerías se ha generado un efecto contrario, que siempre ha impactado la disponibilidad de recursos energéticos primarios que se emplean en el país.

El petróleo domina el recurso energético empleado para el transporte, a excepción de algunas iniciativas recientes en el uso del gas natural y el parque automotor de servicios de transporte ecuatoriano. Ello implica además la dependencia de un recurso no renovable, a más de las emisiones contaminantes.

Los aspectos de investigación y búsqueda de fuentes alternativas de energía son elementos impulsores, para que las entidades responsables, deban impulsar los estudios y participar en la identificación y formulación de proyectos específicos de desarrollo energético mediante fuentes alternas renovables y de generación distribuida.

Entre tales aspectos a ponderar a corto y mediano plazo, se recomiendan los siguientes acciones: *[Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 CONELEC; www.conelec@gov.ec]*:

- Análisis y formulación de proyectos en el área de consumo;
- Ahorro y sustitución de energía de fuentes tradicionales o agresivas al ambiente;

- Mecanismos de implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía, en especial para aquellos de características replicables;
- Mecanismos de identificación, diseño y operación de programas de masificación de tecnologías energéticas no convencionales, para la ejecución de numerosos proyectos específicos de pequeña dimensión (GD);
- Formulación y seguimiento de proyectos formulados, extendiendo así la cooperación técnica a las fases de implementación y control de proyectos de desarrollo energético de tipo no convencional.

En el Ecuador se requiere la definición de políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones para que se vayan introduciendo nuevas tecnologías con un objetivo orientado al empleo de fuentes de energía primaria no convencionales y hacia la introducción de lo que se conoce como Generación Distribuida.

De las varias las fuentes primarias para la producción de electricidad, algunas ya analizadas en el punto 2.3, quedan: sol, viento, biomasa, nuclear, etc., y para contar con una utilización óptima, se debe impulsar la definición de nuevas normativas que incentiven y que literalmente obliguen a la incursión en todos los ámbitos relacionados con aquellas fuentes de energía que contengan el carácter de renovable, y si es del caso generar los mecanismos para otorgar ciertas preferencias para que sean elementos permanentes y crecientes que estimulen la evolución de un parque generador con el empleo de nuevas tecnologías y entre ellas, nuevos recursos no explotados y que lamentablemente en algunos de estos campos como el ámbito de la generación fotovoltaica, eólica, etc. han sido expuestos solo como una mera referencia, pues al revisar la información publicada en documentos como “Plan Maestro de Electrificación 2009-2020” [1], “Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación” y “Estadística del Sector eléctrico del año 2009” [3], de cuyos documentos se ha tomado información estadística para evaluar las potencialidades, se puede comentar que aún no se han dado los pasos firmes para ello, pues solo se refieren emprendimientos aislados en proyectos como por ejemplo en el campo eólico, sin embargo no se cuenta con un mapa detallado eólico o de vientos que permita ubicar emplazamientos o sectores de energía primarias eólica con información confiable .

El cambio en el esquema de la nueva Ley, se recomienda que la GD sea parte activa, a través de incorporarse en los niveles de Tensión Baja, Media y Subtransmisión según se sugiere en la Fig. 2.4.1.

En el caso de las fuentes de energía foto voltaica, se han realizado apoyos para la instalación de sistemas aislados a comunidades, de la región sur oriental del país. Por el contrario, se pueden referir los casos probados de otros países que se proyectan con una evolución creciente hacia tales fuentes. En el Ecuador aún falta impulsar varias acciones para incentivar la inversión orientada a la Generación Distribuida.

La matriz energética se ha diseñado para impulsar las diferentes opciones de fuentes de generación alterna y de energías renovables, apuntando a la definición de políticas energéticas y para desarrollar una planificación que incluya las siguientes acciones, adicionalmente a lo señalado en 2.3:

- Diversificar la matriz energética con energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Desarrollo del marco jurídico para incentivar el uso de biocombustibles.
- Promover el uso racional de la energía e introducir como política de Estado el concepto de eficiencia energética.
- Creación de una ley de fomento a las energías renovables y uso eficiente de la energía.
- Plantear las regulaciones que permitan la incursión en proyectos embebidos en la redes de distribución (GD), tanto por parte de las Empresas de Distribución como de la empresa privada o en alianza estratégica de ambas, como también la eventual intervención de las entidades seccionales.

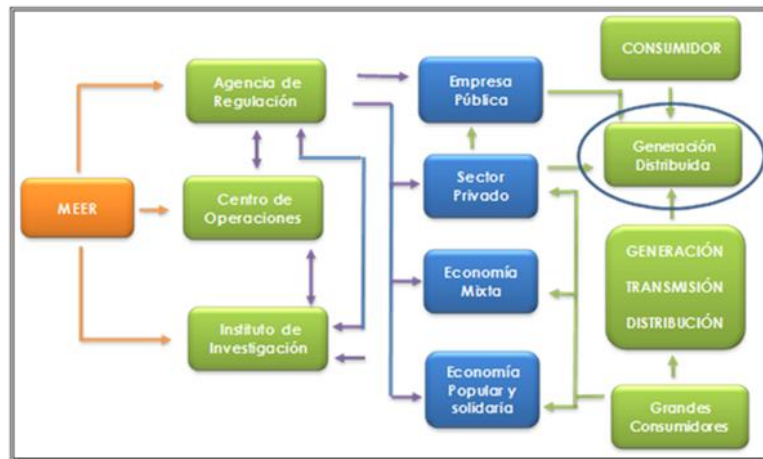


Figura 2.4.1 .- Estructura Sectorial que sugiere la Inclusión de GD [1] [3]

2.4.2 POTENCIAL DE PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Como ya se mencionó el potencial energético explotable comercialmente en el mundo y en la región, se concentra en centrales de gran escala y en especial en las fuentes hídricas (renovables) y térmicas (no renovables) basadas en combustibles fósiles.

Se recalca que la GD por el contrario se orienta al aprovechamiento de estas economías a pequeña escala, su sentido económico se identifica con intereses relevantes que la hagan conveniente.

En el caso de las no convencionales, potencialmente estos emprendimientos son favorables a la incursión y calificación como de GD y su importancia radica en los siguientes criterios:

- Se mantiene como en las convencionales la posibilidad de ahorros en las redes de distribución, por reducción de las inversiones en capacidad derivadas de la disminución de las pérdidas en las redes y mejoras en el factor de utilización.
- El aprovechamiento como combustible de subproductos industriales o agrícolas generados localmente, cuyo costo de transporte es muy elevado, o cuya disposición final por otras alternativas a la combustión tiene impactos ambientales negativos.
- El aprovechamiento de fuentes de energía primaria, renovables, cuya escala y localización sólo permite la aplicación de la generación distribuida, por ejemplo, las centrales eólicas, fotovoltaicas.

2.4.3 APROVECHAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Gran parte de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables no convencional tiene lugar en forma conveniente en pequeña y mediana escala:

- La generación mediante biomásas como leña, con un costo de transporte elevado, favorece el empleo de plantaciones cercanas y limita el crecimiento de las plantas de generación para aprovechar economías de escala.
- La generación eólica, (en la que las economías de escala por generador se agotan para potencias del orden de 5 MW si bien los tamaños de los molinos tienden a crecer), siempre que no existan costos fijos muy significativos, por ejemplo de conexión a la red, que favorezcan parques de gran escala.

El hecho de que estas fuentes tengan un origen local, tiene una ventaja desde el punto de vista de la política energética, ya que puede reducir la dependencia de la energía importada y sus fluctuaciones de precios y disponibilidad.

2.4.4 ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PROVENIENTE DE FUENTES RENOVABLES ALTERNAS

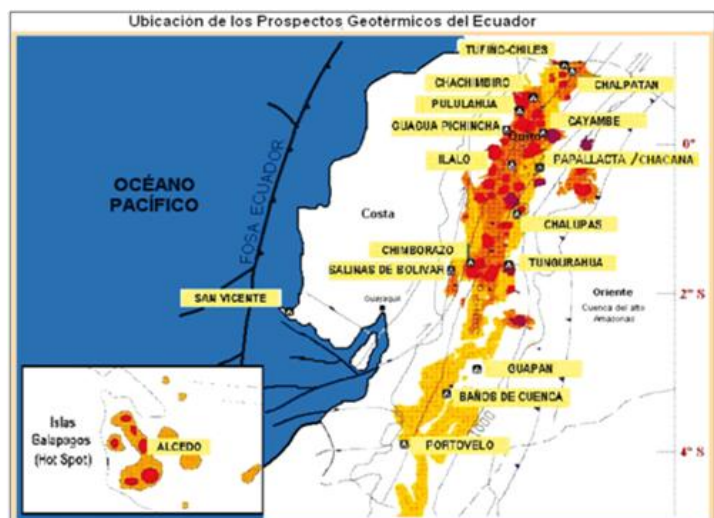
2.4.4.1 RECURSOS GEOTÉRMICOS

La geotermia es el calor (energía térmica) que puede ser extraído del interior de la Tierra y es una de las fuentes de energía limpia y renovable que presenta las mayores ventajas y que ha sido menos desarrollada, quizás por la gran cantidad de recursos que exige para su etapa de preinversión.

Dentro de la política del Gobierno de la República del Ecuador de contar con un sistema eléctrico confiable y sustentable en el tiempo, para desenvolvimiento de las actividades productivas del país y su desarrollo económico, se considera fundamental para diversificación de la matriz energética utilizada por el sector eléctrico, dando énfasis al aprovechamiento de recursos naturales existentes en suelo nacional como es el caso de la energía geotérmica.

Se han determinado siete prospectos importantes: Tufiño-Chiles, Chachimbiro, Chalupas, Cuenca, Chimborazo, Chacana y Alcedo.

Figura 2.4.2.- Plano del país que identifica las fuentes Geotérmicas



Se los incorpora en este punto sólo como un referente de energía alternativa disponible, pero no se estima que pueda ser considerada en el ámbito de la GD por cuanto de los proyectos Geotérmicos Seleccionados de Alta Temperatura en Etapa de pre factibilidad, que son tres y con una potencia global inicial

estimada de 500 MW, lo cual claramente da cuenta de que son emprendimientos a gran escala y se insertaran en el sistema nacional de transmisión.

La energía geotérmica es una alternativa a mediano plazo, complementaria a la hidroeléctrica, para cubrir los requerimientos de demanda base a precios competitivos, con mayor factor de planta, sin influencias climáticas y con un mínimo impacto ambiental.

2.4.4.2 RECURSOS DE ENERGÍA SOLAR

La utilización práctica de la energía solar, un recurso renovable y limpio, para generación eléctrica, tiene como objetivos principales: la contribución a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, la disminución de la generación con energías no renovables con el consecuente ahorro en combustibles fósiles, y en especial la posibilidad de llegar con electricidad a zonas alejadas de las redes de distribución.

La necesidad de contar con un documento técnico que cumpla con esta exigencia a fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética motivó al CONELEC a publicar, en agosto de 2008, el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, el mismo que fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE.

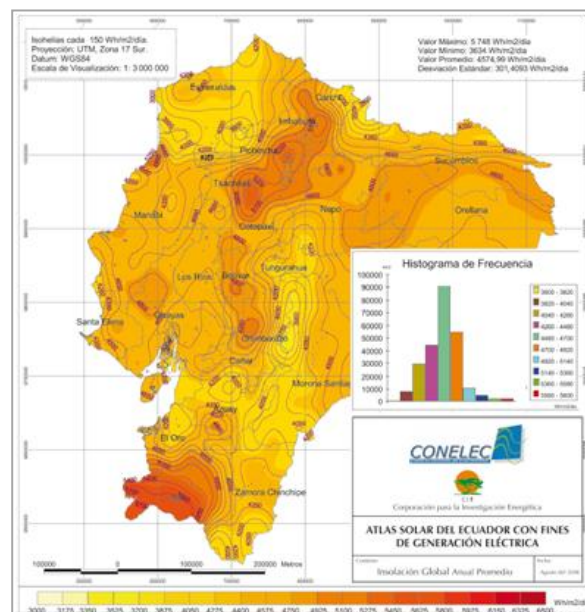


Figura 2.4.3.- Atlas Solar del país

El Atlas incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, mapas mensuales de radiación directa, global y difusa y sus correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos.

Los paneles solares fotovoltaicos son parte actualmente de una tendencia rápida de expansión en su uso, por efecto de la facilidad de la instalación y la sencillez del mantenimiento.

El uso de la calefacción solar puede tener variadas aplicaciones, como cocinas solares, calentamiento de agua en el sector urbano y rural, secado solar, pozos desalinizadores, sistemas de climatización natural, etc.

Se estima que en el País se han instalado aproximadamente 2.000 sistemas fotovoltaicos, la mayoría de ellos en la Región Amazónica. Y Durante el 2010, gracias a los recursos del FERUM, se instalan alrededor de 2.500 sistemas fotovoltaicos unifamiliares, adicionales, principalmente en las provincias de Sucumbíos, Morona Santiago, Loja y Zamora Chinchipe.

Recientemente en la revisión a la regulación 04/2011 se refiere en el capítulo 4 inciso 4.3.1, la concesión de varios proyectos fotovoltaicos, un primer grupo de hasta 1 MVA, no centralmente despachados y otro conjunto de 1 a 50 MVA, con despacho preferente. Sin embargo no se dispone de información de los niveles tensión de transmisión y los nodos de interconexión.

2.4.4.3 RECURSOS DE ENERGÍA EÓLICA

Las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos, pero aún así, en el Ecuador existen zonas de alto interés eólico por la presencia de Los Andes y su cercanía al Océano Pacífico.

Los sistemas eólicos requieren de diversos parámetros relativos al viento que son fundamentales para dimensionarlos; como por ejemplo la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma para los sitios que presentan condiciones favorables.

Que es al contrario del recurso solar, que en general no presenta grandes variaciones de radiación y brillo, el viento varía en forma drástica y aleatoria.

La potencia eléctrica de un aerogenerador (molino de viento) es proporcional al cubo de la velocidad de éste. Los sitios que presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento se encuentran especialmente en las crestas de las montañas andinas, como también en los emplazamientos cercanos a la costa y costafuera de las playas ecuatorianas, éstos últimos por efecto de la acción de las brisas marinas.



Figura 2.4.4.- Referente de viento en la zona de interés Salinas-Bolívar
Fuente: http://_rstlook.3tier.com

En la región amazónica no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para usos de bombeo de agua. En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, de los dos sitios de alto potencial eólico inicialmente identificados, está en proceso de pruebas de ingreso a operación el primer parque en el Ecuador continental, con 15 MVA, interconectándose al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica regional del Sur.

Igualmente en la región del austro del país, concretamente en el sitio denominado Huascachaca, se llevan adelante los estudios de pre factibilidad de un parque eólico de entre 30 y 50 MVA, el cual por su ubicación se conectaría al sistema eléctrico de distribución de la CENTROSUR.

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se encuentra desarrollando el Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica. Se aspira contar con el citado documento el mismo que será de gran utilidad para realizar un aprovechamiento óptimo de este recurso.

2.4.4.4 RECURSOS DE BIOMASA

El potencial de biomasa en el Ecuador es de gran importancia, por ser tradicionalmente agrícola y ganadero, actividades que generan gran cantidad de desechos y son aprovechados en forma aislada energéticamente.

La biomasa bajo la forma de leña y bagazo, ocupa un lugar importante en la energía primaria, es decir, casi tan importante como la hidroenergía. Ciertamente que su potencial va más allá de ese límite por cuanto no se han tomado en cuenta otros recursos, por ello se pueden plantear varias líneas de acción a más de la leña y el bagazo.

En lo que se refiere al tratamiento de desechos sólidos urbanos con fines energéticos, su potencial no se ha logrado determinar por cuanto no hay evaluaciones, excepto el caso del probable aplicación del depósito de Pichicay/Santa Ana del Municipio de Cuenca (1,8 MW), que en función de un convenio entre la Empresa Municipal de Aseo de Cuenca (EMAC) y una compañía internacional se han realizado un emprendimiento el cual está en etapa de estudios, con lo cual se ha procedido a incorporar en esta tesis los estudios de impacto los cuales se presentan en el capítulo 4.5.

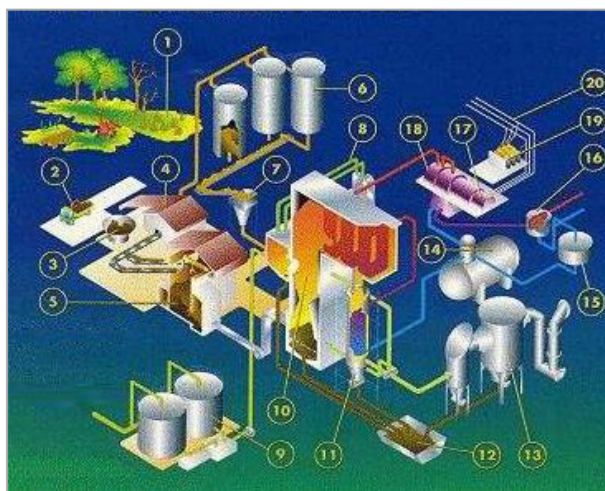


Figura 2.4.5.- Esquema de un aprovechamiento de Biogás

En cuanto a los desechos de tipo animal, lo más concreto es aquello que se puede realizar con la tecnología de producción de biogás a través de biodigestores, respecto de la que en el País se tiene bastante experiencia, particularmente por parte del INE, a más de nuevas experiencias desarrolladas por entidades de investigación de carácter privado.

El Ecuador dispone de fuentes de recursos renovables, no convencionales muy importantes en comparación con su tamaño, por lo que será un reto para la nueva empresa única y sus administradores, que posean la iniciativa para generar las

directrices, como también el apoyo del gobierno central para aprovechar esos recursos en forma ordenada, sistemática y óptima.

El criterio de un potencial económicamente aprovechable no es absoluto, sino más bien depende de las condiciones del mercado de la volatilidad en el precio del petróleo y sus derivados que alcanza niveles altos como aquellos que se dieron especialmente el primer semestre de 2008. Los recursos distribuidos pueden aprovecharse, sin la necesidad de interconexión al sistema por los asentamientos humanos, ganadería, agricultura y además aprovechar su potencial como fuente de energía.

2.4.5 EVALUACIÓN PENETRACIÓN DE LA GD EN ECUADOR UTILIZANDO LA INCORPORACIÓN FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.

La generación eléctrica renovable no convencional futura de que potencialmente dispondría el país, se ha identificada en dos aspectos: Proyectos que se encuentran en estudios, y los que han obtenido su contrato o certificado de permiso o concesión, en trámite en el CONELEC.

Para el primer caso se presenta el resumen de cada uno de los proyectos en ejecución, y en forma detallada su estado de avance en la referencia [3].

PROYECTO	POTENCIA (MW)	ESTADO
Las Chinchas	10,5	En estudio
Salinas	15,0	Trámite de terminación de contrato
Villonaco	15,0	Contrato armado
Ducal Wind Farm	5,2	Certificado otorgado
Santa Cruz/Ba Itra	3,0	Contrato armado
San Cristobal	2,4	En operación
Huacachaca	30,0	En estudio
Villonaco Fase 2	2,6	En estudio
Villonaco Fase 3	3,4	En estudio
Membrillo	45,0	En estudio
10 Proyectos	132,1	

Tabla 2.4.1.-

en la zona de interés

Proyectos Eólicos

PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE CON CONTRATO DE CONCESIÓN/TRAMITE*							
Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Tipo	Turbina	Cantón	Provincia
Hidropaute	Villonaco	15	65	Eólica	Turbina Eólica	Loja	Loja
Electrovent	Salinas	10	35	Eólica	Turbina Eólica	Ibarra	Imbabura
Galápagos Wind	Islas	5,71	n/a	Eólica	Turbina Eólica	Varios	Galápagos
TRADEFUN	Ducal Wind farm	5,2	15	Eólica	Turbina Eólica	Loja	Loja
TOTALES	4	36	115				

Tabla 2.4.2.- Proyectos Eólicos en la zona de interés

Como en 2.3 se utilizan los dos criterios que permiten evaluar una primera perspectiva, incluso para modelar la demanda con Generación Distribuida son:

Nivel o Grado de penetración de la GD%.

Para evaluar la potencia firme instalada de tablas anteriores con un escenario siguiente:

Este nuevo potencial energías eólicas renovables, con dos años de estudios y dos más en su construcción, se incorporarían para los próximos 5 años (escenario optimista para el 2015), con demanda proyectada a una tasa de 5,00% (escenario conservador del Plan Maestro CONELEC) se vuelven a repetir los cálculos de Nivel de GD y de Dispersión GD.

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN EL SIN 2015	
Potencia efectiva nominal de los autogeneradores	498,05 MW
Potencia nominal de efectiva de emergencia de tipo industrial 35%	73 MW
Potencia de generación de servicio público conectada en las distribuidoras	696,77 MW
Generación convencional renovable y no renovable en proceso:	300 MW.
Total	1.568 MW.
Aplicando la definición (2.1.7.1) % Nivel de Penetración GD:	40,8 %

Tabla 2.4.3.- Simulación de Grado de Penetración de GD con E renovables 2015

El 35% de la potencia nominal de efectiva de emergencia industrial y de servicios que se conectaría a las distribuidoras, asumiendo que en los próximos 5 años se dan los

$$\% Nivel_GD = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% = \frac{1.568}{3839} \times 100\% = 40,8\%$$

El valor de 40,8 % continua correspondiendo a un escenario de Baja a mediana Penetración, lo que permite considerar que se no existen proyectos masivos de energías renovables no convencionales que hagan que el mercado mejore y continúe con muchas barreras económicas y técnicas, que hacen que la incorporación de GD es escasamente atractiva.

Paralelamente, se revisa el caso del nivel de dispersión, considerando la incorporación de los puntos de GD de energía no convencional:

Como puntos de carga se contabilizan el número total de subestaciones de las diferentes distribuidoras susceptibles de recibir generación distribuida, para lo cual se estima un crecimiento similar al de la demanda 5%, aunque se disponen de las propuestas en los planes decenales y sus proyecciones en este segmento, lo cual daría los siguientes valores:

Nodos de Generación Distribuida en la RED Proyectados a 2015		
DISTRIBUIDORAS	Hidráulicas	25
	Térmicas MCI	17
	Renovables no convencional	10
AUTOGENERADORAS	Hidráulicas	23
	Térmicas MCI	6
	Térmicas Turbovapor	6
Total Centrales conectada al SIN		87

Tabla 2.4.4.- Nodos en la Red Proyectada a 2015

- 273 nodos más el involucrado de la demanda da un total estimado de 366 nodos de carga.
- El 35 % de incorporación de potencia de emergencia que se podría conectar con la normativa correspondiente representa que se conectarían en los correspondientes puntos de carga de los distribuidores, lo que simula la entrada de 366*25%, en Generación Distribuida 92, más las 10 centrales de fuentes no convencionales, a los nodos 77 iniciales, que suman 179 nodos:

En cuanto a la cantidad de centrales proyectadas calificables como GD se tiene:

$$\% Dispersión_GD = \frac{\# Nodos_GD}{\# Nodos_Carga} = \frac{179}{366} \times 100\% = 48,82\%$$

De lo evaluado de los principales escenarios de dispersión que se identifican en esta investigación (ver 2.1.8) con este resultado se considera algo más cerca de la Media Dispersión, ya que es un nivel de dispersión que bordea el 50%; pero el resultado no pasa de ser un caso algo común y fácil de alcanzar en un mercado no liberalizado, que continua sin señales de que la GD vaya despegar como aplicación intensiva en el Ecuador.

2.4.6 ESCENARIO 2015-2020, CON INCREMENTOS AL APROVECHAMIENTO DE FUENTES RENOVABLES CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL.

Tomando como punto de partida un potencial de GD que sería aportado hacia el periodo 2016-2020, como se estableció en 2.3, se vuelven a repetir los caculos de Nivel de GD y de Dispersión GD que lo puede nuevos resultados.

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN EL SIN 2020	
Potencia efectiva nominal de los autogeneradores	500 MW
Potencia nominal de efectiva de emergencia de tipo industrial35%	157 MW
Potencia de generación de servicio público conectada en las distribuidoras	700 MW
Generación convencional y no convencional renovable en proceso:	77+112+132 MW
Total	1.678 MW
Aplicando la definición (2.1.7.1) % Nivel de Penetración GD:	33,13 %

Tabla 2.4.5.- Proyectos Eólicos en la zona de interés

$$\% Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% = \frac{1.678}{5037} \times 100\% = 33,3\%$$

El escenario para la GD sigue siendo bajo pues con 33,31%, se deteriora tanto, lo que dejaría ver que la potencia de estos proyectos no da las expectativas para una GD desarrollada en el medio, pues el crecimiento sostenido de la demanda supera con creces la potencia de GD sumada. A pesar de simular que muchos clientes industriales se conectarían a la red en el modelo de cogeneración.

Observemos en el caso del nivel de dispersión la evaluación, en la nueva condición:

Se había contabilizando el número total de subestaciones de las diferentes distribuidoras susceptibles de recibir generación distribuida, que con un crecimiento del 5%, similar al de la demanda, lo cual daría los siguientes valores:

- 366 nodos que implica el crecimiento del 5%, también en los puntos de carga, que resulta en un total de 490 nodos.
- El 50 % de incorporación de potencia de emergencia que se podría conectar con la normativa correspondiente representa que se conectarían en los correspondientes puntos de carga de los distribuidores, lo que simula la entrada de 490*50%, en Generación Distribuida 245 nodos adicionales a los 90 por cargas de las distribuidoras y autogeneradores, más las 30 centrales de fuentes no convencionales, que suman : 367

En cuanto a la cantidad de centrales proyectadas calificables como GD se tiene:

Nodos de Generación Distribuida en la RED Proyectada a 2015-20		
DISTRIBUIDORAS	Hidráulicas	35
	Térmicas MCI	17
	Renovables no convencional	30
AUTOGENERADORAS	Hidráulicas	28
	Térmicas MCI	6
	Térmicas Turbo vapor	6
Total Centrales conectada al SNI		122

Tabla 2.4.6.- Nodos en la Red Proyectada a 2015-2020

$$\% \text{Dispersión}_{GD} = \frac{\# \text{Nodos}_{GD}}{\# \text{Nodos}_{Carga}} = \frac{367}{490} \times 100\% = 74,9\%$$

Con este nuevo resultado, y considerando los emprendimientos de GD que incluyen las energías renovables no convencionales, la Dispersión se ubicaría en el límite de mediana penetración. Podría asumirse como una evolución hacia esta concepción del mercado con una potencia, que da idea de un estado de dispersión avanzando hacia el ideal, para este año 2020; así ofrecería señales alentadores en el sentido que este modelo podría irse configurando en el mercado y tecnologías del SEP en el Ecuador.

CONCLUSIÓN

Este modelo, se alcanzaría solamente si la potencia a instalarse, como se la ha evaluado, se dispersa en muchos nodos, con una cantidad representativa de autoprodutores conectados a la red aun cuando, no se demuestra un crecimiento importante desde el lado del Nivel de GD propiamente, pues se denota claramente la necesidad de nuevas prospecciones, tanto en el área de las fuentes eólicas como de energía solar, como también en el ámbito de la cogeneración, para todo lo cual se deben ir adecuando las regulaciones del mercado como las condiciones técnicas de conexión así como los incentivos a los precios de la energía y condiciones de los contratos de conexión a la red de distribución.

2.5 MERCADO, NEGOCIO Y PRODUCCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

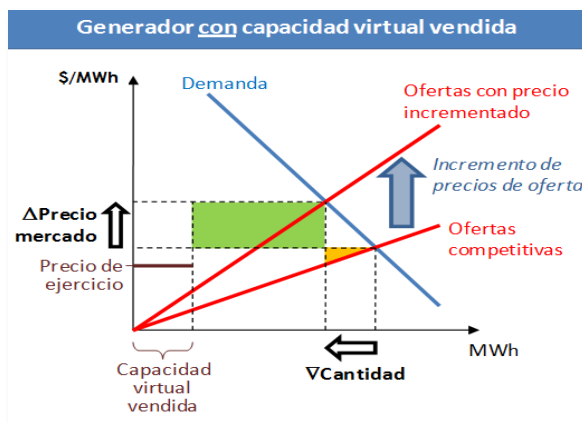


Figura 2.5.1.- Ejemplo de comportamientos del Mercados Eléctricos [4]

2.5.1 INTRODUCCIÓN

Pese a la importante incorporación de la reserva hídrica de la presa de Mazar en octubre de 2010, así como el aporte de generación de su central de 160 MW, la crisis de disponibilidad de energía eléctrica se mantendría aún por periodo dos a tres años,

puesto que la insuficiencia de generación no se presenta sólo en el período de estiaje de la vertiente oriental, sino principalmente por la mínima o casi nula inversión de los últimos años; los proyectos hidroeléctricos a gran escala como Coca Codo Sinclair, Sopladora, Cardernillo, Guayllabamba, etc, no estarán ingresando al sistema nacional sino luego de 2015, además de la incorporación gradual del parque térmico, así como la escasa efectividad de las regulaciones que no han permitido se generen las señales de mercado para que surja la inversión de la empresa privada en proyectos.

Otra de las barreras que se han dado para que impedir el emprendimiento de proyectos con el empleo de fuentes primarias de energías renovables, como las eólicas, biomasa, fotovoltaicas, etc. que podrían calificar como generación distribuida, son las que se atributen a los altos costos de conexión, pues los proyectos con su fuente generalmente se emplazan cerca de la carga, es decir distan sólo en el orden de algunos kilómetros al punto de conexión con el sistema eléctrico, pero en relación frente a su tamaño o potencia, la inversión de capital en la infraestructura para la conexión lo vuelven de elevado costoso. Según la normativa relativa en distintas regiones del orbe, no siendo la excepción el caso de Ecuador, el costo de conexión es de responsabilidad del empresario o inversionista, lo que encarece la inversión exageradamente y desalienta ciertos emprendimientos por falta de condiciones favorables en el ambiente regulado.

En algunos países este criterio ya se está cambiando, como en Centroamérica, el caso de Costa Rica, donde el sector azucarero y del alcohol, tiene menos representatividad que el brasileño, hay un incentivo, según el cual el sistema pagaría un 50% de los costos de conexión y el inversor acarrearía con el otro 50%, lo se convierte en una alternativa para reconocer el beneficio en la reducción de pérdidas para el sistema interconectado.

Para establecer posibles soluciones a esta marcada escases de inversión, que ha mantenido paralizado el sector eléctrico en los ochenta y noventa, en octubre de 1996 se promulgó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE, implantando un modelo basado en las experiencias inglesa por lo del “Pool” y la chilena en cuanto al valor agregado de distribución VAD. La introducción de estas Regulaciones buscaba fundamentalmente tres cambios:

- Introducir la libre competencia en la generación,
- La competencia por comparación en la distribución,
- Y como rol del estado al transmisor (TRANSELECTRIC S.A.), regulador (CONELEC) y al control de las transacciones del nuevo mercado (CENACE).

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) inicia el 1º de abril de 1999, sobre la base de una integración vertical del Sistema Nacional Interconectado, constituido desde entonces por unidades de negocio de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

Pero pasado el tiempo, las inversiones frescas, no llegaron por múltiples causas, entonces desde la puesta en marcha de esta normativa, ningún proyecto de gran capacidad se ha emprendido en el País, salvo casos aislados como los proyectos hidroeléctricos San Francisco (230 MW) y Mazar (160 MW), ambos ejecutados con participación 100% estatal.

2.5.2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) [1]

Como una consecuencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) se conforma el Mercado Eléctrico Mayorista MEM- constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado-SNI-, así como la exportación e importación de energía y potencia.

La Regulación N° CONELEC-007/00 de 4 de agosto de 2000, establece los procedimientos del MEM y diciembre de 2009, el MEM estaba constituido por:

- 14 agentes generadores (8 privados y 5 del Estado)
- 24 autogeneradoras;
- 1 transmisor de energía y administrador del Sistema Nacional de Transmisión (Unidad de Negocio TRANSELECTRIC S.A.);
- 10 distribuidora incorporadas al Sistema Nacional Interconectado SNI y 1 con su sistema aislado;
- Hay 121 grandes clientes calificados, de los cuales, 105 son Regulados de las distribuidoras (a 8 se les ha revocado la calificación), 1 está recibiendo energía de su distribuidora mediante contrato a plazo; 6 obtienen la energía de generadoras, 1 es cliente de una autogeneradora y 8 de ellos son consumos propios de la empresa autogeneradora Hidroabanico (EBC Guayaquil, EBC Quito, Familia Sancela, Interfibra, Novopan, Pintex, Plasticsacks y Sintofil).
- Adicionalmente, 76 empresas filiales de 9 autogeneradoras recibieron su energía a través de los diferentes sistemas de distribución.
- La CNEL-Sucumbíos y la empresa de distribución Galápagos, se consideran no incorporadas al SNI, aunque en el caso de la primera, el 66,79% de su demanda fue atendida por el sistema nacional mediante la línea de transmisión Totoras-Agoyán-Puyo-Tena-Coca.
- La Empresa Eléctrica Provincia I Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia Insular de Galápagos, se mantendrá como no incorporada.

Las Once empresas que cumplen la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica. La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió, a partir del mes de marzo de 2010, los derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC, el Constituyente N° 15, del 23 de julio de 2008, que legaliza la fusión de empresas del Sector y determina que el ente regulador facilite tales mecanismos.

El consumo de energía eléctrica nacional durante el año 2009, incluyendo a los grandes consumidores, se distribuyó de la siguiente manera: 35,39% para el sector residencial; 19,49% para el comercial; 30,17% para el sector industrial; 6,19% para alumbrado público; y, 8,75% para otros servicios.

Se han introducido posteriormente algunos cambios importantes en el MEM:

a) El Mandato 15, (Asamblea Constituyente el 23/julio/ 2008), dice que es Responsabilidad del Estado la prestación del servicio público de energía eléctrica con eficiencia, universalidad, accesibilidad, continuidad, calidad y tarifas equitativas. Para su cumplimiento es indispensable emprender la reforma en la estructura operativa de las instituciones del sector.

b) El CONELEC según este Mandato, ha planteado regulaciones y para este estudio se analizan las que tienen que ver con el impulso a la ERNC, como puede revisarse en el punto 3.3. PERSPECTIVA SOBRE LA NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.

Lo descrito anteriormente se resume en el gráfico 2.5.2.- del Esquema del Mercado Eléctrico Mayorista actual.

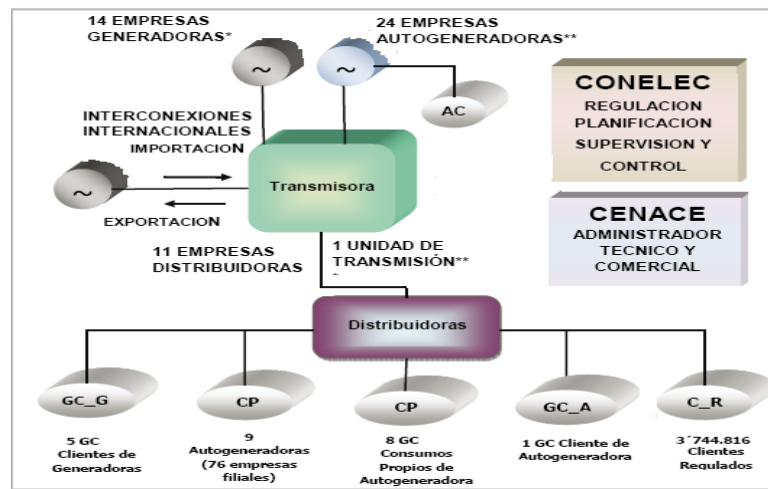


Figura 2.5.2.- Esquema MEM Ecuatoriano a Diciembre de 2009

Notas del Esquema

GC: grandes consumidores.

GC_G: grandes consumidores clientes de empresas generadoras.

GC_D: grandes consumidores clientes de empresas distribuidoras.

GC_A: grandes consumidores clientes de empresas autogeneradoras.

CP: consumos propios de empresas autogeneradoras.

Nota: A diciembre de 2009, 121 empresas se han calificado como grandes consumidores, de los cuales a 8 se les ha revocado su calificación y al momento actúan como clientes regulados de sus distribuidoras.

La planificación del sector eléctrico ha debido contemplar desde la definición y revisión periódica de la matriz energética, el concepto de la Generación Distribuida, en el cual están directamente inmersas las empresas de Distribución, siendo esta planeación un instrumento de la integración en el área de la energía y sus resultados. Tanto la matriz como los balances energéticos se consideran como sistemas de información que cuantifican la demanda, oferta y el inventario de los recursos energéticos del país, y describen su evolución histórica, proyectando las situaciones y requerimientos futuros.

Entre otras las regulaciones que permite viabilizar los proyectos de GD el Reglamento de libre acceso:

R.O. 365 para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, que además

Establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o de distribución, que requirieren los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM, así como las obligaciones que en relación a dicho libre acceso a la capacidad remanente corresponden a los mismos, encargados de prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica.

Relacionado: Distribución, Transmisión. Vigencia desde (año-mes-día): 2001-07-10.

Observaciones: Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1785, publicado en el Registro Oficial No. 400 de 29 de agosto de 2001. Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 910, publicado en el Registro Oficial No. 190 de 15 de octubre de 2003.

En función de lo anterior se procederán a identificar algunas situaciones que se visualizan como impedimentos y barreras que dan claras indicaciones para concluir que el esquema de mercado del MEM aún está alejado de lo que requiere un sistema que de las facilidades a los emprendimos calificables que requiere como tal la Generación Distribuida.

2.5.3 PROYECTOS DE GD ECONOMÍA Y MERCADOS

La utilización de GD tiene entre otras las siguientes ventajas económicas:

Para clientes regulados, con consumos altos de calor, se pueden producir ambos tipos de energía (como el caso en países Europeos) lo que incentiva la competencia en el suministro dejando de la elección la fuente de abastecimiento a los clientes.

Reforma al Mercado Eléctrico y Generación Distribuida

La liberalización de los mercados eléctricos ha fomentado la GD, que su vez influye en:

- Aumento de oportunidades en el mercado, debido al acceso a redes, tienen el potencial para aumentar la competencia en el suministro de electricidad y por consiguiente respaldar una eficiencia económica en el mercado.
- Aumento de la complejidad de mercado, su operación y la fijación de precios para todos los generadores y distribuidores. Los mercados diferencian a los tipos de consumidores realizando una fijación de precios más dinámica.
- Facilita el ingreso de tecnologías flexibles.
- Liberalización de los precios de la electricidad y el gas natural.

Mientras estos cambios han afectado a todos los generadores, la GD se ve más fuertemente afectada debido a su tamaño más pequeño y costos proporcionalmente más altos de transacción, ello se ha debido principalmente a las siguientes situaciones:

Competencia: Al existir la inversión de agentes con generación distribuida, estos compiten en un mercado geográficamente más grande, donde la capacidad de generación puede ayudar a algunos pocos, los grandes generadores.

Contratos Bilaterales: Los generadores (referidos a generadores distribuidos) están incentivados para establecer contratos bilaterales con consumidores, con ello se pueden conseguir la reducción a la exposición a precios volátiles en los mercados disponibles.

Adquisición de Potencia de Reserva: Los generadores distribuidos deben comprar potencia de reserva en caso de falla del equipo. En general, la liberalización de mercado expone a todos los agentes generadores a los riesgos financieros y también a los Generadores Distribuidos que como los demás tienen que generar cierta potencia. Se espera así fuere a largo plazo, que las condiciones actuales pueden incentivar el desarrollo de nuevas unidades de GD más eficientes y con un costo inferior.

Referente a la inclusión de GD en mercados eléctricos liberalizados, existen, sin embargo, asuntos importantes a considerar en las áreas de estructura de mercado, operación de mercado y fijación de precios:

- La Estructura de Mercado y la liberalización del mercado puede ser vital para el desarrollo económico y eficiente de la GD pues ello involucra acceso a generadores y consumidores al sistema de distribución. Con la GD como una opción, los clientes pueden generar su propia potencia en respuesta a las señales del mercado.

- Cuando las reformas de liberalización del mercado están limitadas a los mercados mayoristas, la GD esencialmente confronta las mismas condiciones de un régimen de monopolio. Esto podría ser favorable para GD si existen las obligaciones para la compra de energía generada por estas unidades. En ese caso, sin embargo, la GD es económicamente ineficiente.
- Si las reformas han sido algo limitadas, también podrían desfavorecer la GD y en algunos mercados, sólo los consumidores conectados a la red de alta tensión (clientes libres, comercializadoras y distribuidoras) tienen la facultad para escoger a los proveedores, no así los clientes regulados, con lo cual no existe un incentivo para la introducción de la GD.
- Mientras la liberalización del mercado minorista puede ser una condición necesaria para el desarrollo de la GD, no es una condición suficiente para asegurar que las unidades de GD reciban un acceso poco discriminatorio. Las compañías de distribución que poseen la capacidad de generación para abastecer a los consumidores tendrán un incentivo de discriminar el ingreso de nuevos agentes.

PRECIOS CRÍTICOS Y PROBLEMAS DE RENDIMIENTO:

En cuanto a los costos de Instalación, en primera instancia los sistemas moto-generadores tienen una ventaja por su bajo costo de inversión inicial.

Si se revisan las condiciones para interconexión, se expresa que es factible disponer de la capacidad excedente al sistema de distribución, pero conseguir los permisos es una tarea que implica varios pasos.

Las regulaciones no incorporan características para tener controles sobre las emisiones que en unos casos pueden hacer a los proyectos poco atractivos o poco factibles pero entonces se deberían premiar mediante rebajas o precios con incentivos, así como la eficiencia impulsaría al empleo de tecnología alternas como la generación con celdas de combustible con mayor eficiencia, que los motores, pues a mayor eficiencia redundaría en un menor gasto en combustibles y menores emisiones de CO₂.

Los motores combustión, en especial a diesel, tienen altas emisiones de NO_x, CO, y puede ser de difícil implantación en lugares donde se requiere, no solo por la propia emisión sino por el efecto ambiental del ruido que producen.

La potencia térmica para empleo en la cogeneración, las Turbinas de gas y las celdas de combustible que producen más calor que los motores de combustión y serían los más adecuados para aplicaciones de cogeneración, si se requiere el vapor para el proceso industrial.

Los Mercados de GD se destinan principalmente a los mercados de energía primaria en el orden de suministro eléctricos y para el caso de cogeneración la regulación 001/09 plantea un incentivo del 15% que en los estudios de beneficio/costo por tanto habría que definir si se hace atractiva la inversión. Están por verse nuevas regulaciones que miren hacia otros nichos de mercado como el empleo de esta energía disponible para Respaldo/emergencia, como también para impulsar su aplicación en el Recorte de picos de demanda o eventualmente en disponer de la reserva rodante.

Cabe entonces impulsar la visión de una GD sirviendo a los Mercados de Energía Primaria de gran escala, pero en otros medios lo que impulsa estos proyectos que todavía son de alto riesgo por las barreras que enfrentan pues hace falta cambiar paradigmas y señales como las siguientes:

- Mayor Competencia de precios en el Mercado
- Contar con fuentes y precios bajos del gas natural
- La orientación y economía del país a buscar que hayan "Buenos" ambientes para la regulación tanto políticos como entre los agentes
- Capacidad para cumplir con objetivos de precio / eficiencia
- Incentivar la aplicación para crear un buen potencial de cogeneración (impulso a la Regulación CONELEC 001/09).

De acuerdo a la estación del año en un país dependiente de la hidrología, el mercado potencial de la GD puede compensar e incluso desplazar el abastecimiento convencional debido a los costos de transmisión y distribución, muchas de estas fuentes son complementarias estacionalmente. En general estos costos son del orden del 30 % de costo total de la energía; ello varía según el tipo de consumidor, para los grandes clientes libres que son abastecidos directamente de la red de alta tensión, estos costos son mucho más pequeños que para uno regulado, cuyos precios alcanzan el 40% del precio final.

2.5.4 OPERACIÓN DE MERCADO:

Los sistemas se han organizado para servir a los agentes del mercado a nivel de transmisión y estos mercados más bien pueden bajar el incentivo el ingreso de generadores distribuidos, con algunas ventajas de por medio:

- Un marco legal para el acceso de otros participantes del mercado como clientes, generadores (y otros).
- Un potencial mercado de servicios complementarios.
- Separación del precio de transmisión, que en un cierto mercado se requiere de generadores centrales (no GD) que paguen por un cierto valor por los costos de transmisión
- Capacidad de elegir a agentes generadores.
- Capacidad de la red que permita agregar nuevas fuentes en los puntos de consumo.

2.5.5 MERCADOS DE REFERENCIA

Las políticas internacionales existentes en la actualidad con la Generación Distribuida, como las directivas europeas impulsan compromisos para el año 2020 que son:

- Alcanzar el 20% de energías renovables sobre la energía final
- y el 20% de ahorro por eficiencia energética
- y así como una disminución del 20% en los gases de efecto invernadero.

De acuerdo con datos del CIGRE (International Council on Large Electric Systems), en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, la GD se ha convertido una realidad en muchos países. Así, en países como Dinamarca y Holanda, bordea valores del 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, son del orden del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%

Canadá, Colombia, Chile, Reino Unido, Alemania, Suecia y Portugal que cuentan en la actualidad con regulaciones específicas.

Un ejemplo claro es la situación en Portugal y Uruguay, que han establecido recientemente su legislación específica para la micro-producción.

País	Potencia instalada en 2009 (MW)	% sobre total instalado	Potencia acumulada a 01/01/2010 (MW)	% sobre total acumulado
EEUU	9.922	26,50%	35.159	22,30%
ALEMANIA	1.917	5,10%	25.777	16,30%
CHINA	13.000	34,70%	25.104	15,90%
ESPAÑA	2.459	6,60%	19.149	12,10%
INDIA	1.271	3,40%	10.926	6,90%
ITALIA	1.114	3,00%	4.850	3,10%
FRANCIA	1.088	2,90%	4.492	2,80%
REINO UNIDO	1.077	2,90%	4.051	2,60%
PORTUGAL	673	1,80%	3.535	2,20%
RESTO DEL MUNDO	4.944	13,20%	24.856	15,70%
TOTAL	37.465	100%	157.899	100%

Fuente: datos de CINEC, elaboración de AIE

Figura 2.5.3.- Potencia Instalada de GD en algunos países del Orbe [5]

2.5.6 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON LA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA

Hay factores muy importantes que son los impulsores de la utilización de estas tecnologías en la producción de energía para que a su vez sus reservas se puedan colocar en el Mercado Eléctrico con la calificación de GD.

Los Generadores convencionales y de gran escala, que con sus precios y costos de producción presentan una tendencia a minimizar la importancia de la flexibilidad por el contrario en cuanto a la GD, las tecnologías son flexibles en su funcionamiento, dimensión y posibilidades de ampliación, como por ejemplo:

- Responden a la volatilidad del mercado de precios de combustibles que se refleja también en los costos de producción de energía eléctrica, a menos que como en el caso de Ecuador se destinen ingentes recursos para que con subsidios estatales se traten de absorber estas inestabilidades.
- Una central que califique como de Generador Distribuido puede expandir su capacidad más fácilmente que una central convencional, tanto como se ponen a operar nuevas unidades en semanas.
- Con precios altos del combustible y precios bajos en electricidad, el mercado no recibe oferta de energía. Si se presenta una evolución a la situación opuesta, el generador abastece al mercado.
- En un mercado con tendencia monopólica o de integración vertical, las posibilidades de un generador distribuido de inyectar potencia a la red se ven restringidas o pero aún puede estar permitido vender potencia sólo al distribuidor local. Por el contrario el libre mercado la GD, abastecería a cualquier consumidor en el sistema de distribución.
- El mercado liberalizado también permite a los generadores distribuidos contraer contratos con otros generadores con el fin de mantener un respaldo de generación, hecho competitivo que impulsa un crecimiento de estas fuentes generadoras.
- La GD con la flexibilidad de la que se hablaba puede ser difícil de evaluar pero puede ser de suma importancia, que se recurra a plantear que se establezca un valor global. "La valoración real de esta opción" atrae interés aumentado en parte el campo de generación, esto debido a que intenta apreciar la flexibilidad de diferentes tipos de generadores en las condiciones volátiles de mercado.
- En el caso de Ecuador, al ser un mercado centralizado y verticalmente integradolas regulaciones recientemente emitidas, dan un impulso al ingreso de generación no convencional de hasta 50 MW con condiciones preferentes de precios y despacho,

con lo cual se espera que los empresarios e inversionistas busquen la participación con fuentes de energía renovables alternativas, pues en la regulación se garantizan los precios ofertados por 15 años, periodo suficiente para realizar un análisis de factibilidad y comprobar su viabilidad.

2.5.7 POTENCIAL OFERTA DE SERVICIOS (Servicios Auxiliares)

Cuando la penetración se incrementa podría ser un imperativo económico que la GD participe en la provisión de servicios auxiliares que aseguren una operación estable y confiable del SEP. Ello es importante porque si sólo desplaza la energía producida por la generación centralizada, los costos de operación del sistema global se elevarán, por la inflexibilidad y capacidad asociadas,

Otra razón que justifica la necesidad de analizar el potencial de la provisión de servicios auxiliares para la GD, es mejorar la viabilidad económica de algunos proyectos.

Un pre-requisito para el desarrollo en detalle de modelos operacionales y comerciales ha sido que cualquier servicio sea material financierable al generador distribuido mientras pasa a ser económicamente y operacionalmente atractivo a los operadores de red.

Algunas de las condiciones del mercado que permitan dar cabida a la GD, por las ventajas establecidas y las nuevas señales para la incursión de proyectos que sin ser estrictamente calificados como de Generación Distribuida, a falta de una Regulación, son las siguientes:

Aplicación como Fuentes de Respaldo.-Una de las opciones más importantes de servicios de la GD, consiste en prestar energía de respaldo o de emergencia. Estas unidades son también usadas por sistemas de distribución, al utilizarla en problemas locales de congestión de la red debido a variaciones de carga o incluso utilizando generadores en las subestaciones de distribución.

Partiendo de la localización, puede ofrecer recursos adicionales a la red de distribución, entre los que destacan:

En una red de transmisión congestionada.-La unidad de GD localizada apropiadamente, puede reducir la congestión y de ello la necesidad de crear un programa de servicios para sistemas de transmisión.

Programación para Sistemas de Distribución.- con la red de distribución operando a máxima capacidad de transmisión, entonces las unidades de GD instaladas en una estación de transformación o subestación, permitirían a la compañía de distribución hacer frente al problema, retardando la necesidad de inversiones en la red.

Menores Pérdidas en el Sistema de Distribución.-El sistema afectado por las pérdidas, perturbación en los flujos de potencia en la red de distribución. La generación en el punto de consumo reduce estas pérdidas. Además, si un generador distribuido está ubicado cerca de una carga grande, entonces reduce las pérdidas de potencia transmitida por la red.

Soporte de la Red y Servicios Auxiliares.-En las áreas donde el soporte de Tensión es difícil, la instalación de GD mejora la calidad de suministro, pues la conexión de éstos casi siempre conduce a una subida en la tensión en la red.

Políticas de Desarrollo en Mercados Competitivos.- Para poder introducir la GD en los mercados eléctricos las políticas a desarrollarse se sustentan en tres aspectos: Eficiencia económica; Protección del medio ambiente y la Seguridad del suministro del bien (producto).

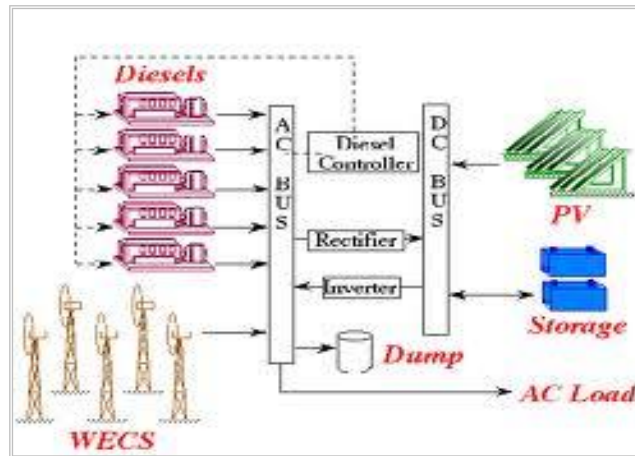


Figura 2.5.4.- Ejemplo de Servicios potenciales de la GD

La Eficiencia Económica, cubre aspectos como:

- El acceso al sistema de distribución para mercados con terceros referido a la conexión de unidades de GD.
- La fijación de precios, referido a la incorporación de beneficios y costos de potencia distribuida en las tarifas.

2.5.8 RESPUESTA TÉCNICA Y CONDICIONES COMERCIALES.

La propuesta de contar con una eficiencia económica en el mercado eléctrico de un país que pueda contar con unidades de GD, se convierte en una temática que involucra una serie de requisitos y disposiciones tanto, técnicas como económicas:

Interconexión a la Red

Las redes de distribución han sido diseñadas para adquirir potencia de la red de alta tensión y distribuirla al usuario final. La incorporación de la capacidad de generación con recursos distribuidos, genera un cambio en el diseño, conformación y la operación del sistema de distribución tradicional. Una vez que la potencia se inyecta en la red, los flujos sufren cambios y podrán ser en sentido inverso, lo que conduciría en algún caso a crear problemas técnicos que pueden afectar la estabilidad de la red y la calidad del servicio, entre los cuales se han identificado algunas condiciones técnico-operativas:

El Control de Tensión.- Los operadores de la red de distribución hacen la supervisión y la gestión para mantener la tensión de la red dentro del rango fijado por la regulación de calidad. La inyección de potencia en la red tiende a causar incrementos de Tensión, con consecuencias favorables en algunos casos (por ejemplo, para algunas cargas aisladas) donde los operadores tienen problemas con las bajas de tensiones. Y al contrario, si el sistema opera bajo condiciones normales, tales flujos pueden causar dificultades con respecto a la tensión.

Potencia Reactiva.- Que depende del tipo de generación, pues en muchos casos la GD puede suministrar reactivos a la red, para mantener la tensión apropiada en los puntos de consumo del sistema.

Protecciones.-Los flujos de las unidades GD pueden reducir la efectividad de equipos de protección, al mismo tiempo crearían dificultades operacionales bajo ciertas condiciones. Por ejemplo: Si los clientes auto productores, desean operar en modo "isla" (separado de la red) durante una interrupción del sistema de distribución, la potencia restauradora para ellos involucra importantes consideraciones de seguridad. Los sistemas de protección están obligados a asegurar que los sistemas de GD no aporten potencia a la red durante las condiciones de interrupción y sólo serán nuevamente sincronizadas, tras haber recuperado la condición operación normal del sistema.

La interconexión de GD puede parecer el problema de carácter puramente técnico, pero también existen políticas relacionadas, que la afectan. Pues, con referencia a la propia dificultad de interconexión, trae como una preocupación para un sistema poco liberalizado o los clientes poco liberalizados, dónde los servicios se encuentran verticalmente integrados, pues pueden usar requisitos de interconexión (o los precios para los servicios de respaldo) con el objetivo de desalentar el ingreso de GD.

Conjuntamente con la normativa de concepción de la GD, cabe el desarrollo de normas de interconexión, la incursión de los organismos reguladores responsables de interconexiones, procedimientos y asesoría a los distribuidores a evaluar el efecto de GD en su sistema local de distribución, lo cual de inmediato permitirá se reduzcan los costos de transacción (los costos totales de interconexión) para distribuidores y generadores.

Como el ejemplo de Europa, cuya aplicación de normas y estándares es común. Éstas son usualmente más estrictas como la norma (EN 50160) [6]. En Estados Unidos actualmente se consideran normas de protección (IEEE P 1547) [7] que reduce conjeturas y trámites legales a los suministradores de equipos de protección.

Mejora de la confiabilidad de sistema de energía eléctrica.- El aporte de la GD en puntos seleccionados (ver Ubicación Óptima de GD en Puntos de Red) ayudará a los distribuidores a sobrellevar la congestión local, logrando hacer más pequeña la demanda para la transmisión, al tiempo que iría incrementando el margen de flujos de reserva en líneas de transmisión. Identificando también las operaciones de misión crítica, y también con la revisión del desempeño de los equipos existentes de UPS estáticos por ejemplo.

El inconveniente principal de GD para la seguridad de energía sería crear una debilidad en la red, para la entrega de potencia de reserva primaria; ya que algún segmento de la GD no es capaz de responder con la dinámica de los cambios de la carga. Claro que esto solamente correspondería en el caso de que si la mayoría de la GD disponible, sea o es poco predecible, como por ejemplo el caso de la variabilidad natural (generadores eólicos y sistemas fotovoltaicos) o funcionamiento variable (cogeneración, donde la potencia de salida está orientada a abastecer la demanda de calor).

Menores costos de operación.- Ello puede ser factible con el empleo de los equipos de generación de reserva rodante, en horas pico de demanda y períodos de alto costo de la oferta de generación. Pero además, se debe considerar la diferencia de precios entre el gas y la electricidad. Igualmente no se debe dejar de revisar la posibilidad de ahorros potenciales de generación de energía en las instalaciones e identificar las operaciones comerciales de alto consumo energético y con una estimación de costos de interrupción. Como también se debe tratar de identificar el impacto de los cortes de energía en las operaciones comerciales.

Seguridad de Suministro.- La GD hace parte de la seguridad del suministro en dos instancias:

- En la diversificación de suministros primarios de energía, y
- En la confiabilidad de suministro de energía.

El efecto del uso de combustibles primarios depende de la tecnología subyacente. La ayuda de Sistemas Fotovoltaicos y Sistemas Hidráulicos diversifican el suministro fuera de combustibles fósiles. La mayor parte de las demás tecnologías se soportan en el gas natural, en ciertos casos la investigación de GD está orientada a este combustible no renovable, sobre todo en la cogeneración, lo que puede influir a su vez en el efecto sobre la diversidad del combustible en el sistema de potencia estará limitado.

2.5.9 EL NEGOCIO DE LA GD: COMO IMPACTAN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO

Se ha comentado antes que la incorporación de unidades de GD afectan el mercado eléctrico, pero aún será más importante el efecto sobre el mercado de capitales si la compra/venta de estas tecnologías pasa a incentivar el desarrollo de nuevas alternativas tecnológicas y una mejor escala de costos.

Por tanto hay una evolución hacia nuevos requerimientos de compra de motores y turbinas en continuo crecimiento, orientado sobre todo a la aplicación y empleo de las energías alternativas.

Economía de los Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos (PV) son un caso especial a analizar, puesto que casi son opuestos a otras tecnologías usadas en GD.

Su inversión o costos de capitales son altos, pero no incorporan costos referidos a combustibles y más bien tienen pequeños costos de operación.

El análisis de la competitividad de la generación de PV conectados a la red, se debe tomar en cuenta el costo de electricidad y la localización de la instalación. Los sistemas PV en localidades de alto impacto de luz solar producen una cantidad de potencia respetable como el caso de California que produce anualmente casi dos veces más potencia que en el norte de Europa.

Pues la utilización de sistemas PV reduce al mercado a una exposición a los precios volátiles de la electricidad y del combustible. Pero su alta inversión inicial, hace actualmente no sean del todo competitivos para aplicaciones en la red, a menos que se los soporte con subsidios o incentivos extraordinarios.

2.5.10 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA EXPLOTACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Los Sistemas de Distribución, se han diseñado, construido y operado históricamente para distribuir energía eléctrica en forma pasiva desde las fuentes de generación centralizadas aguas abajo hacia el sistema de transmisión/distribución y finalmente al consumidor como solución tradicional. Entonces el flujo de energía se presenta unidireccional, desde las diferentes etapas funcionales hacia los consumidores. Esto implica que los operadores del sistema no requieren en estricto tomar un control activo del flujo del sistema.

Pero qué pasaría cuando se incrementan la Generadores Distribuida conectada a la red de distribución, la energía puede transferirse a la inversa desde las unidades

distribuidas a la distribución y transmisión aguas arriba. En esta situación la distribución está sometida a características de control activos.

Como parte de una evaluación del el impacto de las redes de distribución se deben considerar aspectos como:

- Capacidades y congestión de las redes en los diferentes niveles de tensión en que haya la incursión o conexión.

En cuanto a pérdidas que es uno de los efectos que mayor resistencia puede presentar, en especial cuando se cree que el impacto es negativo:

- Corrientes de cortocircuito.
- Selectividad de las protecciones.
- Robustez de la red.
- Perfiles de voltaje.
- Estabilidad del sistema.
- Islanding (posibilidad de funcionamiento en isla).
- Equilibrio y reserva del sistema.
- Calidad de la energía.

Toda Generación Distribuida que pueda eventualmente integrarse en las redes eléctricas, está interrelacionada con los efectos que la instalación de tales las centrales de Generación Distribuida puedan provocar, no sólo en las condiciones de operación en las redes mismas, sino también en la transmisión aguas arriba. Para lo cual e indispensable considerar los casos siguientes:

- Efectos dinámicos.
- Efectos del estado dinámico.
- Efectos del análisis de contingencia.
- Efectos de protección.

La nueva concepción de las redes de distribución considerará la creciente cuota de generación distribuida que se podrá incorporar y proveniente de fuentes de ERNC. Una vez que se cumplan los requerimientos del operador del sistema y en función de la normativa que se implante.

A mediano plazo, los sistemas de distribución serán sometidos a cambios en términos de diseño, desarrollo y filosofía de operación, pues no se han diseñado para operar en presencia de inyecciones de energía y peor si ello implica que habrá un excedente que sobrepase las fronteras de los nodos de la etapa funcional en la que se localiza la fuente de GD.

En efecto, las redes de distribución son concebidas con infraestructura casi siempre de tipo radial, (especialmente a niveles de tensión media y baja), o eventualmente con estructuras en anillo o mallada y operación radial (principalmente a niveles medios altos de voltaje).

Es por esto que el proceso de transición de los sistemas de distribución hacia esquemas similares a los de transmisión y subtransmisión será un proceso gradual y podrán requerirse de varios esquemas de transición y de pasos intermedios.

Entre las estrategias para migrar a un nuevo sistema de distribución que se adapte a este diferente modelo y su modernización, se debe considerar que han evolucionado y aparecido de nuevos conceptos de gestión de la energía como los siguientes:

- Las redes activas,
- Las microrredes,
- Y las plantas de energía virtuales.

Pero a estos esquemas hay que adicionarla necesidad de emplear soluciones vanguardia como las tecnologías de la información y comunicaciones (TIC) y los dispositivos de control flexible (FACTS). A fin de entender algo de estos conceptos, a continuación se explican algunas de estas modalidades de implantación de estos sistemas:

Redes activas.- Son o están consideradas como la siguiente evolución probable de las redes de distribución actuales. Los sistemas más recientes, que son pasivos, pueden evolucionar a sistemas estructurados y operados de forma similar a los sistemas de transmisión, es decir, activos y con gestión del flujo de energía bidireccional.

Micro redes.- Dentro del sistema energético, a una microred es un segmento de una red de distribución en la que fuentes de Generación Distribuida inyectan su flujo eléctrico, se incorporan los sistemas de almacenaje local y cargas controlables. Se considera como una entidad controlada a operarse como una carga o generador único agregado, que puede estar eventualmente en condiciones de apoyar y dar servicios a la red. Las microredes tienen una capacidad instalada que va de unos pocos kW a cientos de MW.

Plantas generadoras virtuales.- O también por sus siglas en inglés VPP, son sistemas de gestión de energía descentralizados cuyo propósito fundamental es agregar pequeños generadores de diferentes tecnologías, para propósitos de venta/suministro de energía y/o proporcionar servicios de apoyo del sistema. El concepto no es una nueva tecnología, sino un esquema que combina Generación Distribuida y el almacenamiento, explotando las diferentes sinergias entre los componentes del sistema. Esta agregación no requiere necesariamente conexión física, sino que puede efectuarse mediante una interconexión por medio de software. Unidades de generación de distinta índole y localización se “acoplan” creando una planta generadora virtual.

2.5.11 CAMBIOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Dependiendo de su ubicación y nivel de penetración la GD reduce pérdidas en el sistema disminuyendo la energía eléctrica total entregada a través al sistema de distribución. Las pérdidas se pueden entonces reflejar en una reducción en las tarifas de distribución, o al menos en un menor costo de explotación en el sistema y mejores réditos para la distribuidora. En general las pérdidas son más altas en redes rurales que en las áreas urbanas. Si los costos para las pérdidas difieren por la ubicación, los clientes, especialmente los receptores de baja tensión, tendrán un incentivo mayor para generar su electricidad.

La regulación puede ser desarrollada en el sistema de distribución bonificando las reducciones de pérdidas que podría, como consecuencia, incentivar al ingreso de GD, con una buena ubicación.

Contar con punto de inyección de GD puede ayudar en la regulación de tensión en puntos donde se lo necesite. Aplicando políticas reguladoras se puede mejorar la calidad de suministro, que en alguna instancia se convertiría en un incentivo a los distribuidores y al Mercado Eléctrico a bonificar a la GD por este servicio.

En un escenario con un alto grado de penetración de la GD, las redes de distribución deben ser concebidas como sistemas activos (es decir, como las redes de transmisión). El control de voltaje se podría realizar con el apoyo en los métodos tradicionales (es decir, transformadores con cambio de tomas) o con la gestión de energía reactiva aplicada a la DG.

Una nueva metodología para el control de tensión en redes con GD es la que se muestra en la Fig. 2.5.7, la cual permite el control en forma dinámica, para que la GD proporcione una forma adicional de control de tensión en las redes de distribución.

La conexión de varios generadores distribuidos en la red y un control de despacho inteligente brinda gran flexibilidad en el manejo de la energía reactiva y el control de tensión.

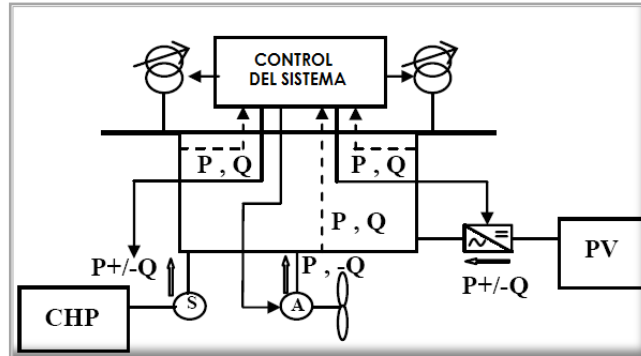


Figura 2.5.5.- Nuevo concepto para Operar la Red [4]

2.5.11.1 EL FUTURO A VISLUMBRAR PARA EL NEGOCIO DE LA GD

Se estima que se debe partir de una línea de base:

Será necesario un proceso de desregulación o en el caso de los mercados monopólicos se debe dar un impulso especial a las energías renovables, pero apoyados en la creciente preocupación de confiabilidad para que se acelere el Interés en su incursión.

- La proliferación de las Instalaciones de GD, impulsada por los fabricantes, comercializadores y empresas con ventas al por menor.
- Fuentes puntuales de emisión de muy pequeña escala esencialmente y no necesariamente se considerarían en un reglamento.
- Habrá mejora e impulso a nuevos materiales en el Diseño Avances, lo cual redundará en mejora el desempeño y rendimiento de las diferentes tecnologías.
- Normalización de diseño y prácticas de mantenimiento (incluida la de interconexión).
- Será necesario trabajar en la aceptación del usuario y de los entes de gestión y regulación de la red de distribución, para una implantación gradual a la GD.
- Necesidad de otras aplicaciones (por ejemplo, transporte) para construir y establecer el volumen de servicios de infraestructura.
- Necesidad de oferta para trabajos ligeros / Opciones de Tecnología de trabajo pesado.

2.5.11.2 POTENCIAL DE LA GD EN EL MUNDO

En lo relativo al potencial en GD en el mundo, se prevén los siguientes efectos positivos:

- Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares.
- Estudios del Electrical Power Research Institute y del Natural Gas Foundation prevén que, de la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalará a partir de la segunda década del siglo 21 en Estados Unidos, del 25% al 30% será con GD.
- Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía

eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a GD.

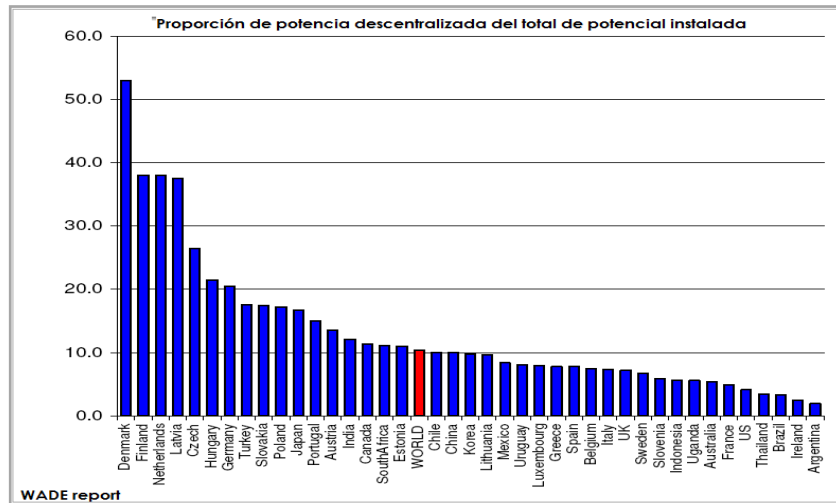


Figura 2.5.6.- Perfiles en % de producción total de fuentes de Generación Distribuida. [8]

Como resultado, los mecanismos para proporcionar una regulación de tensión pueden por determinar. En este contexto, un mercado de la energía reactiva que debe existir en nivel de distribución para permitir que la GD participe en la regulación de tensión. En la actualidad, a las cargas en la red de distribución se les aplican cargos por el consumo de energía reactiva. Por otra parte, a la GD no se le reconocen generalmente pagos para proporcionar energía reactiva. Este es el caso de los mercados de Argentina y Chile donde no hay una consideración especial con lo que se refiere a la GD.

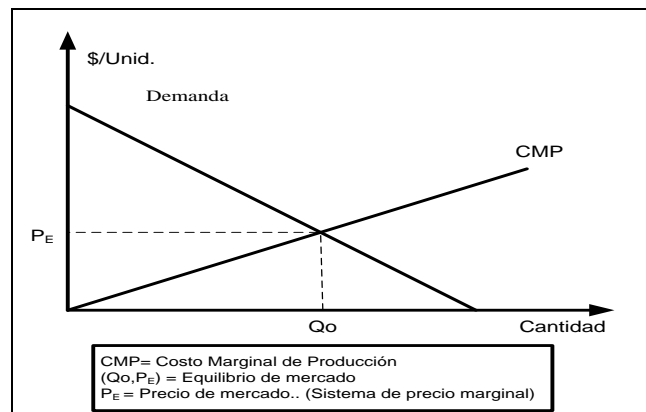


Figura 2.5.7.- Costos externos impuestos por el Medioambiente. No considera externalidades. [4]

El nuevo ESI se basa en la teoría neo-clásica que establece que el precio se fija en el punto en que los proveedores curva (el costo marginal de producir una unidad más) cruce con los curva de demanda (utilidad marginal obtenida por los clientes). El bienestar social máximo se alcanza en este punto (Fig. 2.5.9).

Si los agentes económicos no tienen en cuenta los costos externos impuestos por sus actividades, a continuación, el sistema de precios no generan incentivos a los agentes para ajustar sus actividades al nivel que el bienestar social es maximizado. Como resultado, en estas condiciones, la asignación de recursos en el equilibrio no maximiza el bienestar social.

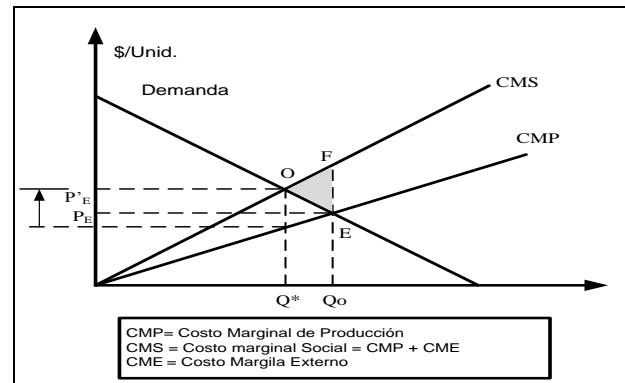


Figura 2.5.8.- Sistema de precio sin incentivos no maximiza lo social [4]

2.5.12 MERCADO DE LA COGENERACIÓN

En varios países de Europa y América se ha posicionado fuertemente la cogeneración, sobre todo la cogeneración industrial (la que suministra energía a clientes industriales) pero no así en el sector terciario, en el que solo algunos países ha incursionado y está casi todo por hacer. En el Ecuador se puede decir que solo se ha impulsado medianamente por el lado de la regulación para auto generadores con el empleo de biomasa, paralelo a los biocombustibles en el mercado azucarero.

Hace falta fomentar de forma la cogeneración en sus diversas formas (District Heating, CHP y otras) que debe constituir una de las líneas básicas de la política energética futura de todos los países. [9]

2.5.13 LA POLÍTICA DEL PAÍS Y EL MERCADO DE ENERGIA. CONCLUSIÓN DE CAPITULO

Históricamente ha habido una carencia de una visión nacional. Mientras en otros países los principales regímenes políticos comparten una visión sobre cuestiones energéticas fundamentales, en Ecuador el gobierno o partido política de turno se impone en decisiones esencialmente técnico-económicas en detrimento de nuestra competitividad energética e industrial.

No existe una decisión de estado, lo que se podría llamar una visión nacional de la energía. Mientras regiones como la Unión Europea y USA se preocupan, formalmente por la necesidad de una política energética común, en América Latina por ejemplo, se presentan una miscelánea de visiones ideológicas.

Los entes de regulación como el CENACE y CONELEC, no cuentan con total independencia, pues al momento están bajo disposiciones que se emite del MEER.

La falta de independencia de los reguladores conduce a la pérdida de seguridad jurídica y a la erosión del prestigio y credibilidad y a las necesidades reales que deben satisfacer los sistemas del SEP.



ÍNDICE DE FIGURAS SUBCAPÍTULOS 2.3, 2.4. Y 2.5

<i>Figura 2.3.1.- Organigrama del Sector Eléctrico Ecuatoriano (reestructuración en proceso) [1].....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 2.3.2.- Estructura Institucional Sectorial en Análisis [1].....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 2.3.3.- Potencial Teórico, Técnico y Económico de las Cuenas Hidrográficas [1].....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 2.3.4.- Evolución del Balance de Energía 2009-2020 [1].....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 2.4.1.- Estructura Sectorial que sugiere la Inclusión de GD [1] [3].....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 2.4.2.- Plano del país que identifica las fuentes Geotérmicas</i>	<i>83</i>
<i>Figura 2.4.3.- Atlas Solar del país.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 2.4.4.- Referente de viento en la zona de interés Salinas-Bolívar.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 2.4.5.- Esquema de un aprovechamiento de Biogás.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.5.1.- Ejemplo de comportamientos del Mercados Eléctricos [4]</i>	<i>90</i>
<i>Figura 2.5.2.- Esquema MEM Ecuatoriano a Diciembre de 2009.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 2.5.3.- Potencia Instalada de GD en algunos países del Orbe [5]</i>	<i>97</i>
<i>Figura 2.5.4.- Ejemplo de Servicios potenciales de la GD.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 2.5.5.- Nuevo concepto para Operar la Red [4].....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 2.5.6.- Perfiles en % de producción total de fuentes de Generación Distribuida. [8].....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 2.5.7.- Costos externos impuestos por el Medioambiente. No considera externalidades. [4]..</i>	<i>105</i>
<i>Figura 2.5.8.- Sistema de precio sin incentivos no maximiza lo social [4]</i>	<i>106</i>

ÍNDICE DE TABLAS SUBCAPÍTULOS 2.3, 2.4. Y 2.5

<i>Tabla 2.3.1.- Disponibilidad de Potencia y Energía e interconexión (TIE) [1]</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 2.3.2.- Potencia Histórica y Disponibilidad Generación y energía de interconexión (TIE).....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 2.3.3.- Potencia Instalada de Emergencia con y Sin Sincronismo [1].....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 2.3.4.- Grado de Penetración porcentual 2010</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 2.3.5.- Potencia Nominal y Efectivo de Distribuidores y Autogeneradores.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 2.3.6.- Nodos en la red actual</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 2.3.7.- Cantidad de Nodos y capacidad Instalado por distribuidor [1].....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 2.3.8.- Proyectos menores (GD) de G. Hidráulica con contrato de concesión.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 2.3.9.- Proyectos gran escala G. Térmica con contrato de concesión.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 2.3.10.- Proyectos microcentrales<1MW (GD) de G. Hidráulica identificados [3]</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 2.3.11.- Grado de Penetración porcentual 2015</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 2.3.12.- Nodos en la red proyectada a 2015.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 2.3.13.- Proyectos a menor escala (GD) de G. Hidráulica Futura con contrato de concesión [3]</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 2.3.14.- Proyectos a gran escala de G. Hidráulica Futura con contrato de concesión [3]</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 2.3.15.- Grado de Penetración porcentual 2020</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 2.3.16.- Número de Nodos en red proyectada 2016-2020.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 2.3.17.- Lista de proyectos a las vertientes del Pacífico y de Amazonas [3].....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 2.4.1.- Proyectos Eólicos en la zona de interés</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 2.4.2.- Proyectos Eólicos en la zona de interés</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 2.4.3.- Simulación de Grado de Penetración de GD con E renovables 2015.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 2.4.4.- Nodos en la Red Proyectada a 2015</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 2.4.5.- Proyectos Eólicos en la zona de interés</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 2.4.6.- Nodos en la Red Proyectada a 2015-2020</i>	<i>90</i>

BIBLIOGRAFÍA SUBCAPÍTULOS 2.3 - 2.4 - 2.5

- [1] CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2009-2020*, Quito-Ecuador.
- [2] V. M. y. Casaravilla, *Proyecto PDT La GD en Uruguay Fortalezas y tratamiento Regulatorio.*, Uruguay.
- [3] CONELEC, *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica*, Quito2009.
- [4] M. I. Vignolo J.M., *The Influence of Market Regulations in the Development of Distributed Generation*, mario.vignolo@uree.gub.uy, nov 2001.
- [5] www.iea.org.
- [6] www.eurelectric.org.
- [7] I.-S. S. Board, *IEEE 1347 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Standards*, IEEE-SA Standards Board, Approved 12 June 2003.
- [8] WADE-World Alliance for Decentralized Energy, 15 Great Stuart Street Edinburgh, 15 Great Stuart Street Edinburgh EH3 7TP Scotland UK: www.localpower.org, 2006.
- [9] *Review of Combined Heat and Power Technologies OFFICE OF INDUSTRIAL TECHNOLOGIES OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY*, 1999.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO”

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras
16/10/2013



INDICE DE CAPÍTULO 3

3. BASE LEGAL Y DE NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.	
3.1 INTRODUCCIÓN	109
3.1.1 OBJETIVOS.-	110
3.2 PERSPECTIVAS DE LA GD Y DE LA NORMATIVAS AMERICANA, UE, ESPAÑA, MÉXICO, BRASIL, CHILE.....	111
3.2.1 PERSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS ESTADOS UNIDOS	112
3.2.2 TENDENCIAS DE PRODUCCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA UE-15 [2]	113
3.2.3 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: ESPAÑA.....	116
3.2.4 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: MÉXICO [6].....	119
3.2.5 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA; CASO DE ESTUDIO: BRASIL [9].....	122
3.2.6 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: CHILE.....	124
3.2.7 COMO SE UBICA LA GD EN EL MERCADO URUGUAYO.....	128
3.3 PERSPECTIVA SOBRE NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.	129
3.3.1 PRIMEROS PASOS EN LAS LEYES DE ELECTRIFICACIÓN A NIVEL NACIONAL.- CENTRALES	136
3.4 PERSPECTIVAS DE DESARROLLO LAS ERNC Y EL ESQUEMAS DE GD, Y APLICACIÓN EN EL MEDIO.	137
3.4.1 ESTADO DE APROVECHAMIENTO DEL CONCEPTO DE LA GD EN ECUADOR.-	137
3.4.2 POTENCIAL DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES GD [14].....	138
3.4.3 COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN.-	139
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 3.-	141

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se tratarán:

- Normas internacionales que aplican e incentivan la GD.
- Que regulaciones darán perspectivas de desarrollo a la Generación descentralizada o dispersa.

Adicionalmente se examinarán los aspectos legales y las barreras que han afectado a la región y en especial en Ecuador, de manera que se pueda explicar que otros incentivos se requieren para la aparición de proyectos de generación distribuida, a excepción de micro-proyectos hidroeléctricos y algunas mini hidráulicas que mantienen las distribuidoras en sus sistemas.

Se hará un análisis de la normativa de algunos países que lideran el aprovechamiento energético de la GD.

Se revisará la evolución sobre la normativa en Ecuador para en base de ello determinar qué acciones y desafíos se tienen para poder plantear requisitos a cumplir la regulación específica que se debiera emitir para que la GD surja, no solo como un concepto sino como una realidad de negocio.

Varios países de Latinoamérica, tienen marcos regulatorios tradicionales, caracterizados por los cuatro niveles conocidos (Generación - Transmisión - Distribución - Consumo), sin embargo se puede prever en algunos casos que esta situación, daría lugar a que se establezca una nueva concepción, que surja por los avances tecnológicos, aparejado en cambios de las estructuras tarifarias, que permita se apliquen los beneficios reales de la Generación Distribuida y pueda surgir un mercado más competitivo.

El reto será identificar cuáles serían las señales que generen los incentivos que permitan a más de la inversión estatal, emprendimientos de entes privados que califiquen como de generación distribuida para ser incorporados, además será posible llegar a metas y contar con un importante componente en este segmento de las energías renovables no convencionales.

No se considera parte de los objetivos de este capítulo abordar el análisis de la solución a los problemas técnicos que se puedan presentar en las redes eléctricas por la incursión de la GD, pero si emitir las recomendaciones, las perspectivas para que en base a las experiencias de otros mercados de la región, anotar los beneficios, barreras y los problemas identificados a enfrentar, y con todo ello ver que directrices se debe tener en cuenta para mejorar la situación en cuanto a las restricciones en las reservas de energía eléctrica, frente a una demanda siempre creciente para así satisfacer el desarrollo de la industria.

El mercado eléctrico ecuatoriano ha sido objeto una nueva reestructuración, pues partiendo de un cuerpo de leyes y normativas que iban orientadas a la introducción de la competencia y la incursión franca de la empresa privada con la promulgación de la LRSE de octubre de 1996, pero en los años siguientes no se obtuvo el éxito esperado en este aspecto actualmente y a partir del Mandato 15 que con fecha 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente lo expidió para varias reformas regulatorias por parte del CONELEC.

Al momento se está planteando que se reagrupen o transformen en unidades de negocio que formen parte de empresas públicas regionales dependientes de una nueva integración vertical.

3.1.1 OBJETIVOS.-

- Examinar los aspectos legales, barreras y riesgos a los que está expuesta la GD.
- Identificar y Plantear aspectos normativos que apoyen la identificación de las señales e incentivos en la normativa y en las regulaciones para que promuevan la inversión de proyectos sustentables y buscar un surgimiento de la oferta de GD.
- Investigar y proponer las mejores prácticas adoptadas basados en la experiencia de otros países con condiciones cercanas a las del caso Ecuatoriano, en la incorporación de GD a su sistema.
- Determinar cuál es alcance y los escenarios de penetración de la GD en el Ecuador y las oportunidades de mejora.
- Documentar la metodología a seguir para las mejores situaciones económicas y técnicas.
- Determinar si el marco regulatorio actual contempla privilegiar los emprendimientos en energías renovables y/o convencionales que permitan garantizar la continuidad operativa de la GD.
- Identificar aspectos para que deban incorporarse a una normativa que permita emprender proyectos que puedan ser calificados como de GD
- Determinar si las leyes y el nuevo marco regulador, contempla los estudios adecuados de factibilidad y metodologías sustentadas para incentivar el aporte de ésta energía emergente al Mercado y al Sistema Nacional Interconectado.

3.2 PERSPECTIVAS DE LA GD Y DE LA NORMATIVAS AMERICANA, UE, ESPAÑA, MÉXICO, BRASIL, CHILE.

En las últimas décadas, tanto en Europa como en América y el resto del mundo, a más de los temas sobre la conservación de los recursos naturales, la protección al medio ambiente y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, son situaciones que han cobrado mayor importancia. Es decir son situaciones de especial preocupación en muchos sectores, pero uno de más sensibles es el de la producción de energía para los procesos industriales y el transporte, siendo necesario contar con grandes cantidades de energía eléctrica. Por ello los esfuerzos por el desarrollo de conciencia por el uso racional de la energía y las tendencias que promueven el empleo de energías renovables o limpias, son las que aportarán en la reducción de las emisiones de gases que producen el calentamiento global.

La creciente integración de la DG en la infraestructura existente de la red de distribución eléctrica, requiere una comprensión completa de su impacto en los alimentadores de distribución y su interacción con las cargas.

Se cree en algunas esferas, con muestras de experiencia que el éxito de la GD depende o está asociado, al éxito de las comunicaciones, los sistemas de gestión y control de potencia como también de la capacidad de los diseñadores para aprovechar al máximo de los grados de libertad de los sistemas de energía electrónicos e inteligentes que hoy se ofrecen en términos de flexibilidad y rapidez de respuesta a las condiciones cambiantes en la red.

La estrategia que aplican las compañías distribuidoras, cuando no está presente la acción de los entes reguladores, es que se asuma a la GD como recursos desfavorables, es decir como pequeñas fuentes parásitas, manteniéndose el criterio de imponer reglas estrictas, con muchos requisitos que afectarían al rendimiento y la seguridad del sistema. Pero por el lado optimista y sobretodo fundamentado en los progresos en alternativas tecnológicas, debe impulsar la penetración, por lo que deben ser revisadas las estrategias que mantienen las distribuidoras.

Varios países de Latinoamérica, como Costa Rica, Uruguay, Chile, a más de los de la Comunidad Europea de Naciones, están promoviendo una revisión de éstas a estrategias y se debe prestar especial atención a su integración con el objetivo de aprovechar al máximo los beneficios inherentes que proporcionan mediante la nivelación de las cargas, proporcionando potencia reactiva para mejorar el perfil de tensión.

Cabe recordar, que no hace muchos años en Norteamérica el estado de California sufrió las consecuencias de grandes cortes de energía eléctrica, pues su demanda había superado la capacidad de generación disponible; la generación eléctrica adicional que se requirió de emergencia en ese entonces, debió venir en acompañada de la reestructuración de los mercados y de la industria eléctrica. Por ello hoy en día en California, la generación distribuida está brindando soluciones de bajo costo de inversión, lo que aporta en la reducción de los riesgos de los apagones.

Pero lamentablemente, dos grandes obstáculos frenan la penetración de la DG, no sólo en California sino en el resto de USA y América, para dar opciones más equilibradas en el negocio:

- a) No hay uniformidad en los requisitos técnicos
- b) No de Generan claramente Tazas de depreciación de impuestos y activos.

En los Estados Unidos y Europa, algunos tipos de instalaciones de generación eléctrica están exentas, por ejemplo, de los límites de emisión y otras cuentan con subsidios elevados, como resultado de ello la Generación Distribuida seguirá teniendo obstáculos para el posicionamiento correcto en relación con los pequeños productores de energía.

3.2.1 PERSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS ESTADOS UNIDOS

²Las acciones para promover y volver a incursionar en la generación distribuida (DG), son algo paradójicas, pues resulta algo así como regresar a los primeros pasos de la carrera iniciada de la naciente industria de la distribución eléctrica, cuando Thomas Edison la inauguró en 1882, a raíz de que decide plantear el suministro corriente continua a una serie de negocios próximos entre sí en el distrito financiero de Nueva York.

Edison esperaba vender sus equipos de generación de pequeña potencia para clientes comerciales, tales como la industria o la hotelería, pero debido a que los generadores no podían transmitirla en corriente continua a grandes distancias, entonces este modelo, como cuenta el historiador F. Hirsh, perdió terreno debido al empleo de aquellas estaciones de energía centralizadas que producían energía y la transmitían en redes de corriente alterna, propuestas por Nicola Tesla.

Posteriormente, en Mayo de 1885, George Westinghouse, adquiere las patentes del sistema polifásico de generación, transformación y motores de corriente alterna de Tesla. En octubre de 1893 la comisión de las cataratas del Niágara otorgó a Westinghouse un contrato para construir la planta generadora en las cataratas, la cual sería alimentada por los primeros dos de diez generadores que Tesla diseñó.

En la actualidad, los especialistas han identificado amenazas para la seguridad y la confiabilidad en el sistema centralizado, pues una avería grave o un atentado terrorista pueden dejar sin fluido eléctrico grandes áreas de consumo y hacer imposible el uso de servicios básicos.

Con la GD se busca acercar la generación a una gran variedad de prestadores y utilizadores de forma que la energía que se produzca esté lo más cerca posible del lugar del usuario final y más aún si es posible, debe haber parte de la generación por el propio usuario final. Nace un interesante segmento de actividad al que pueden incorporarse nuevas empresas y profesionales, que de otro modo tienen vedada la incursión al actual sistema de generación centralizado. Se abre un enorme campo lleno de posibilidades de producir energía en pequeños proyectos y con fórmulas más y más originales.

Conforme crece la demanda y aumenta el precio de los combustibles fósiles, otras formas de generación se aproximan a la rentabilidad. Desde el punto de vista tecnológico en Norteamérica, el término GD abarca tres grupos o tipos de generación:

1. Centrales de ciclo combinado (CHP), que producen energía térmica y electricidad de una sola fuente de combustible;
2. Generación de energía renovable distribuida: como aerogeneradores y paneles solares;

²Para este punto se parte de una información extraída y resumida del artículo [15]

3. Generación de energías no renovables distribuidas tales como los motores recíprocos, motores Stirling, turbinas de gas natural, microturbinas y células de combustible.

Los defensores de la GD impulsan estas tecnologías por su servicio a la sociedad debido a que producen menos subproductos peligrosos que las tecnologías convencionales de generación.

Los generadores de GD constituyen solamente un porcentaje muy pequeño de la capacidad de generación de los Estados Unidos. Si bien el departamento de energía de los Estados Unidos (DOE) estima que hay instaladas en el país más de 12 millones de unidades GD (con una capacidad agregada de 200 GW); la mayoría solamente proporcionan generación eléctrica en situaciones de emergencia cuando la energía procedente de la red no está disponible.

Un estudio llevado a cabo por la Energy Information Administration (EIA).-

La EIA ha podido evaluar en base a datos tomados de amplios sectores de USA y otros países, que las pérdidas por transmisión y distribución suponen un 7 % de la producción bruta en kWh. También se encontró que durante periodos de altas temperaturas, la dilatación de las líneas y la conductividad decrece, y las pérdidas pueden superar un 15 %.

En áreas rurales las pérdidas por distribución pueden alcanzar el 40 %. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), ha encontrado que la tecnología GD puede llevar a que el costo de la energía sea un 30 % más bajo cuando se desplaza el gasto de transmisión y distribución y el sistema GD se despliega en sitios concretos.

Las ventajas son mayores en áreas congestionadas, donde construir nuevas redes de transmisión será difícil, por muchas circunstancias. En términos de seguridad, las tecnologías distribuidas limitan los riesgos financieros y la exposición de capital, puesto que su costo de inversión es muy inferior a las grandes centrales de generación. Por otra parte, la construcción de plantas de pequeño tamaño reduce el riesgo existente de que su tecnología quede obsoleta antes de operación. El estudio también reveló que la administración y operación de miles de generadores dispersos es un desafío mucho mayor para los operadores del sistema, que controlar un puñado de centrales de gran potencia. [1]

3.2.2 TENDENCIAS DE PRODUCCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA UE-15 [2]

La generación distribuida (DG) en Europa se compone principalmente de energía eólica y la producción combinada de calor y electricidad (CHP). La mayor capacidad instalada de generación de energía eólica capacidades se encuentra en Alemania, Dinamarca y España. Dinamarca, Finlandia y los Países Bajos tienen la mayor capacidad instalada de cogeneración (Tuerkucar y Gailey 2003). La inclusión de grandes parques eólicos en las cifras publicadas es cuestionable como aplicación de GD, especialmente cuando están conectados a la red de transmisión con voltajes de nivel o no servir a una carga en el sitio.

Las turbinas y motores alternativos alimentados por gas natural y petróleo son las tecnologías dominantes para las aplicaciones de generación distribuida. Las microturbinas están aumentando sus acciones y las pilas de combustible pueden tener buenas perspectivas en el campo si se puede conseguir la reducción de costos de inversión (IEA 2002).

En la UE-15, el porcentaje de la energía eléctrica producida por cogeneración basado en la DG se muestra en la Figura 3.2.3, para el año 2000 la cogeneración representó casi el 10% de la generación de electricidad en la UE-15 (cerca de 250 000 GWh de un total de 2 600 998 GWh) (Eurostat). [3]

Dinamarca, seguido por los Países Bajos, fueron los líderes en la producción de eléctrica basada en la cogeneración, con casi el 53% y 38% respectivamente, mientras que Grecia e Irlanda muestran las más pequeñas cifras con un poco más del 2% de la generación total de electricidad. La Cogeneración eléctrica de Alemania en cifras absolutas (60,8 TWh) es la más alto en Europa.

Más de la mitad de la CHP del grupo UE-15 basado en la generación de electricidad (145,3 TWh) se originó a partir de unidades instaladas en los sitios industriales. La Figura 3.2.4 muestra la generación de considerada distribuida para todos los estados miembros de la UE-15 en el año 2005.

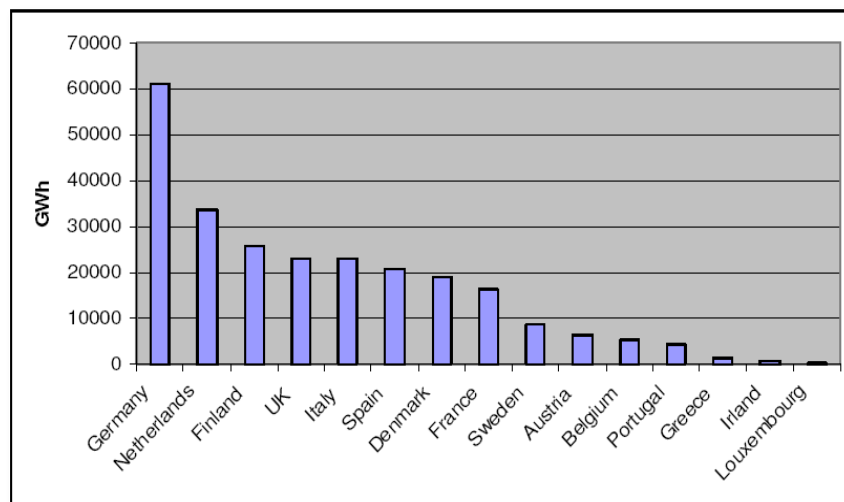


Figura 3.2.1- **Generación de electricidad de cogeneración estados miembros de la UE-15 2000.** [3]

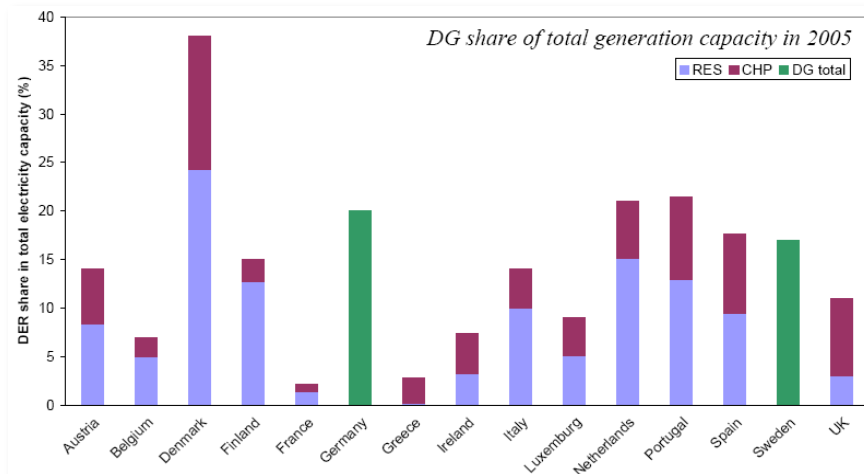


Figura 3.2.2.-**Capacidad de generación distribuida para los estados miembros de la UE-15 en el año 2005**

Posiblemente los cambios recientes más importantes, en la legislación de la UE de que la GD que surten efecto (y, en particular CHP) son la Directiva de cogeneración y el régimen comunitario de comercio de emisiones (EU-ETS).

La directiva de cogeneración tiene por objeto promover la co-generación a través de identificación sistemática y la realización progresiva del potencial nacional de

cogeneración de alto rendimiento de generación mediante la creación de una definición común y la eliminación de barreras. Se sugiere que los objetivos nacionales se establezca para la co-generación, y se asegura de los Estados miembros analizar su potencial de generación de alta eficiencia, se aplican las definiciones consistentes y el informe sobre los progresos realizados.

El EU-ETS podría proporcionar más asistencia financiera directa para la cogeneración y las energías renovables, donde las instalaciones lograr la reducción de las emisiones sobre su asignación en los planes nacionales de asignación diferentes, lo que podría mejorar la motivación financiera para las nuevas instalaciones.

De acuerdo a varias directivas de la Unión Europea (RES Directiva, la Directiva de cogeneración y la Directiva sobre la generación eléctrica) el suministro de fuentes de energía renovables (FER) y la producción combinada de calor y electricidad (CHP) deben ser considerados en la operación y planificación de la infraestructura eléctrica.

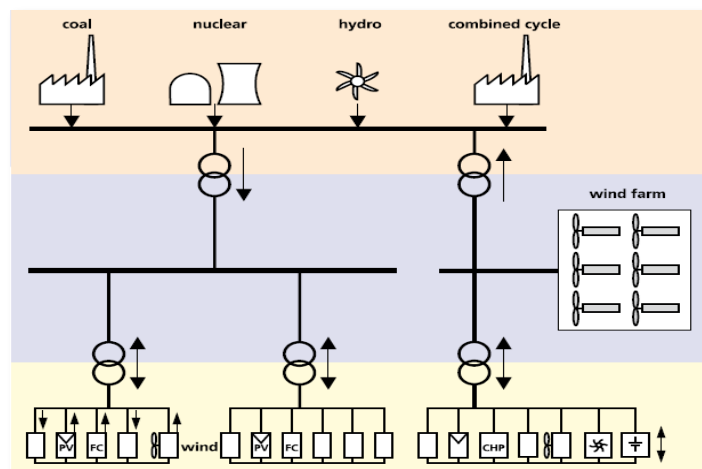


Figura 3.2.3. - Esquema de integración en SD de la GD (J. Schmid, ISET)

Por otra parte, deben tenerse en cuenta en la regulación, los costos y beneficios para la red de distribución, inducidos por las diversas tecnologías de generación distribuida (GD). En la práctica, sin embargo, la regulación actual a menudo no tiene en cuenta los mecanismos de control para asegurar la participación efectiva de las energías renovables y la cogeneración en los mercados eléctricos liberalizados.

El proyecto de la DG-GRID, es cofinanciado por la Comisión Europea y llevado a cabo por nueve universidades europeas y centros de investigación de ocho Estados miembros (Austria, Dinamarca, Francia, Holanda, España, Finlandia, Alemania, Reino Unido), cuyo objeto principal es analizar las barreras técnicas y económicas para la integración de la GD distribuida en redes de distribución eléctricas.

Los obstáculos técnicos y económicos, las principales barreras técnicas para integrarla GD en las redes de distribución están relacionadas con la gestión de la tensión y problemas térmicos de calificación en las zonas rurales, así como los problemas del sistema de fallas a nivel de las zonas urbanas.

Las redes de distribución son monopolios regulados. Las barreras económicas son por lo tanto principalmente las barreras regulatorias. Las principales conclusiones de un estudio sobre la regulación de las redes con respecto a generación

distribuida entre la UE-15 fueron las siguientes:

- La falta de incentivos para que el operador del sistema de distribución (DSO) para tomar la iniciativa es una de las principales barreras en la UE-15.
- La estructura y cantidad de los cargos de conexión, las barreras de entrada al mercado, barreras de procedimiento para el acceso a la red, y las limitaciones físicas y de red también están dominando los obstáculos.
- El grado de acceso a los servicios auxiliares y el equilibrio difieren mucho en toda la UE-15 y sus Estados miembros (EM).
- Sólo unos pocos Estados miembros tienen barreras con respecto a los obstáculos de procedimiento para el acceso al mercado y la falta de beneficio para la GD.

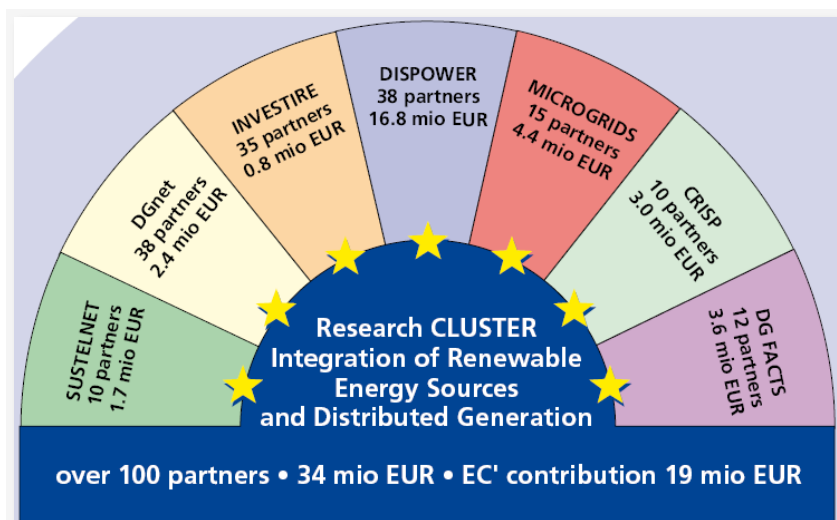


Figura 3.2.4.-Grupo europeo de investigación proyectos de integración de GD y RED [4]

3.2.3 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: ESPAÑA.

Navarra es una de las regiones españolas pioneras en la tecnología y la GD de RES (Renovable Energy Sources) con más de 800 MW de la capacidad de energía eólica instalada, más de 150 minicentrales y más de 500 unidades fotovoltaicas pequeñas.

En 2004 la electricidad generada por las tecnologías de RES alcanzaba el 70% de la demanda.

EHN, es una empresa que nace y sienta bases en Navarra, siendo una gestora de esta tendencia; la cual hace equipo con Iberdrola, que es una de las mayores empresas de servicios públicos en España y el segundo distribuidor de energía eléctrica con la subsidiaria Iberdrola Distribución.

Estas dos compañías se han unido en el proyecto "Dispower" para realizar un estudio en Navarra, considerando que está interconectado a red con una alta penetración de RES.

Un resumen de los resultados se da en [1].

La primera parte del estudio da una visión general sobre el negocio de la energía eléctrica en España, así como una revisión de la legislación actual y futura para las energías renovables y la GD, denominado "régimen especial de generadores". El

negocio de la industria eléctrica español ha sufrido un importante vuelco con la liberalización de los mercados desde su inició en 1997. Las centrales RES, cuentan con una penetración aún muy lejana a los objetivos de la UE, pero es un sector creciente, especialmente en los sistemas eólicos, con el boom de finales de los 90. Hay más que 9.000MW de potencia eólica instalada y el gobierno ha impulsado llegar a los 20.000 MW de capacidad instalada en los próximos años.

La segunda parte del estudio de esta organización (Dispover), se centra en la situación de las energías renovables en Navarra, a partir de la generación y los kWh demandados según la descripción de las tecnologías utilizadas: eólica, mini-hidroeléctrica, fotovoltaica, biomasa, térmica solar, biocombustibles y otros. Un estudio de la forma con que Iberdrola ha cambiado la red de distribución con esta nueva capacidad instalada y se ha hecho un estudio del comportamiento de la carga para diferentes escenarios a futuro.

Al igual que en otros países europeos y del resto del mundo, muchos equipos de Generación Distribuida operan en paralelo con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados adecuadamente. El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permiten realizar la conexión física del Generador Distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores). Proporciona acondicionamiento y conversión de la energía (en caso necesario), protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

LEGISLACIÓN ESPAÑOLA. REQUISITOS Y RECOMENDACIONES PARA LA INTERCONEXIÓN

La interconexión de sistemas de GD a la red eléctrica está especificada en España en el siguiente conjunto de textos legales:

- Orden del 5 de Septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas de funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- RD 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas la red de baja tensión.

RD 436/2004, de 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

ARQUITECTURAS Y COMPONENTES

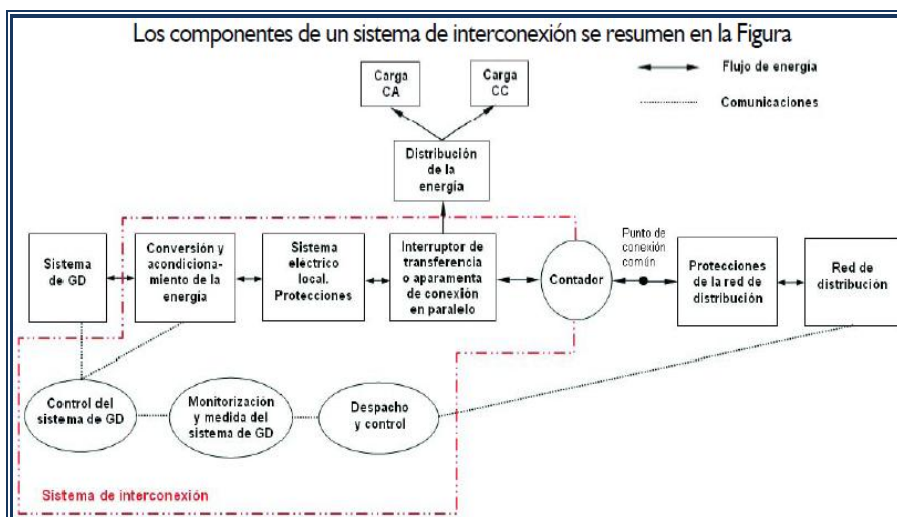


Figura 3.2.5.- Arquitectura de los componentes del sistema de interconexión a la red. [5]

MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA: TARIFAS E INCENTIVOS.

La liberalización del mercado eléctrico, junto a los condicionantes medioambientales cada vez más de más amplios órdenes, configuran un escenario en el que la necesidad de diversificar las fuentes de energía y optimizar el consumo está asociada al uso de las energías renovables y también con la mejora de la eficiencia energética de los procesos.

En el mercado común europeo, en los últimos años han surgido diversas estrategias regulatorias para la promoción de las energías renovables. Las mismas que se enfocan atendiendo a tres criterios fundamentales:

- Si la intervención regulatoria actúa sobre el precio o sobre la capacidad a instalar.
- Si dicha intervención actúa sobre la inversión o sobre la generación.
- Si los fondos para financiar la electricidad de origen renovable provienen de los consumidores finales de la electricidad (en proporción a su consumo) o de los contribuyentes.

		Directos		Indirectos
		Precio	Cuota	
Regulados	Inversión	Ayudas a la inversión	Certificados Verdes Negociables (TGC)	Impuestos medioambientales (mercado de emisión)
		Incentivos fiscales		
	Generación	Primas Fijas (REFIT)		
		Subastas		
Voluntarios	Inversión	Fondos Verdes		Acuerdos Voluntarios
	Generación	Precios verdes		

Tabla 3.2 1.- Estrategias regulatorias de promoción de las energías renovables. [5]

TENDENCIAS ACTUALES Y RETOS DEL FUTURO.

Hay condicionantes para el desarrollo e implantación de estas nuevas tecnologías, pudiendo resaltarse la disponibilidad de recursos como la disponibilidad de las fuentes primarias como los yacimientos geotérmicos, áreas de alta irradiación solar, recursos forestales y agrícolas, yacimientos de gas natural, etc.;

Adicionalmente debido las condiciones geográficas como son: extensión, orografía, zonas rurales, etc., y los factores económico, social y políticos, grado de liberalización del mercado, y compromisos medioambientales, entre otros, inciden sobre las buenas

posibilidades de desarrollo

Actualmente, ante una sostenida mala situación económica, muchos de estos proyectos han sido afectados pues varias directivas (Decretos Reales) que han dado lugar a un ligero descenso de estas buenas perspectivas.

El Plan de Energías Renovables Español 2005-2010 (PER), ha fijado los objetivos de producción con energías renovables a alcanzar para el 2010. Se trata de una revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (PFER), hasta ahora vigente.

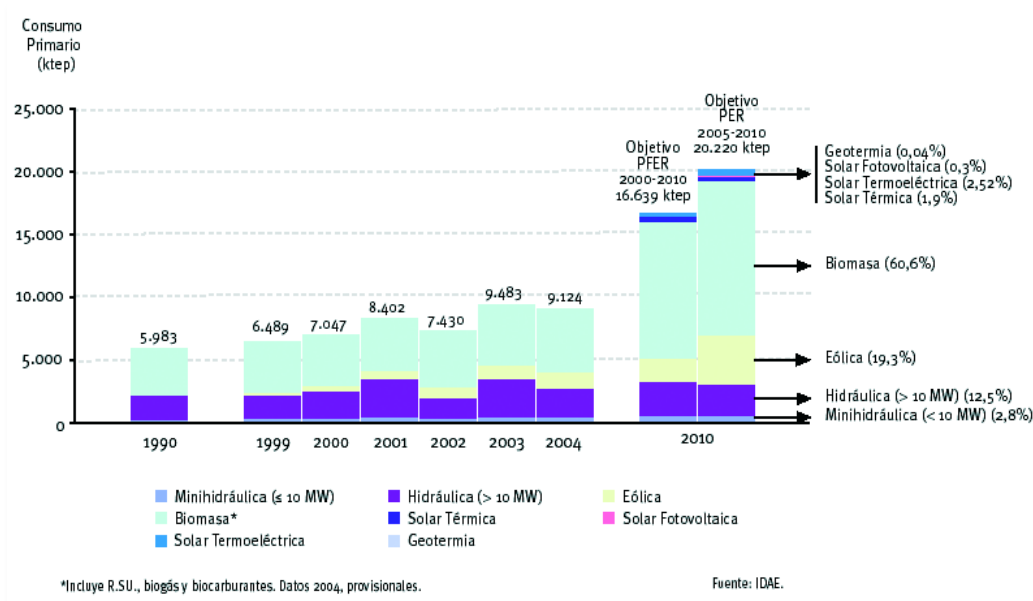


Figura 3.2.6.- Consumo de Energías Renovables en España. [5]

Con esta revisión, se ha tratado de mantener el compromiso adquirido en el PFER de cubrir con fuentes renovables al menos el 12 % del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar otros dos objetivos indicativos: 29,4 % de generación eléctrica con renovables y un consumo de bio-carburantes del 5,75 % en transporte.

La figura 3.2.6 presenta un resumen de la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 así como los objetivos del Plan de Energías Renovables para 2010.

3.2.4 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: MÉXICO [6]

El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, detalla que corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. La Comisión Federal de Electricidad (CFE), es la empresa estatal encargada del suministro de la energía eléctrica a los clientes del servicio público, empleando para ello el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y cobrando por su servicio una tarifa regulada.

Dentro de los preceptos de esta misma ley (LSPEE), no se permite a los particulares la libre compra-venta de energía, pero sí su generación, ya sea para autoabastecerse, o para complementar procesos productivos mediante la cogeneración, sujetos a permiso de la CRE (Comisión de Regulación de Electricidad). Los particulares también pueden generar energía para la CFE, en esquemas de productor externo y de pequeño productor, así como para exportarla. De 1994 a 2005 la CRE ha aprobado 348 permisos

de generación de electricidad, de los cuales 317 están en operación.

El Sector Eléctrico Mexicano [7]

La cogeneración, al igual que la producción de generadores independientes, el autoabastecimiento, la pequeña producción y la importación de energía eléctrica ha sido regulada y se la permite en México desde 1992; con el objetivo de incentivar la participación del sector privado en la expansión del sistema eléctrico, en este año el Congreso de la Unión ha modificado la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), incorporando las modalidades dichas.

Autoabastecimiento.-segmento para cubrir necesidades del consumidor natural o jurídico, y que resulte conveniente. El permiso de operación para dos o más socios, requerirá la formación de una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de necesidades de autoabastecimiento de los socios, la sociedad no podrá entregar energía eléctrica a terceros que no fueren socios; los excedentes se pondrán a disposición de la CFE. Por el contrario, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW. (Art. 36 fracción II LSPEE; Art. 77, 103 -106 RLSPEE)

Cogeneración.- “Energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica”, siempre que, la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, y que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El solicitante se obliga a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la CFE pero “sujeto a las reglas de despacho” y operación que establezca la CFE.

(Art. 36 fracción III LSPEE, Art. 108 – 110 RLSPEE)

Pequeña producción de energía eléctrica.- La totalidad de la energía para su venta a la CFE por una capacidad total del proyecto que no exceda de 30 MW. Otra modalidad del autoabastecimiento, aplica cuando los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que la utilicen para su autoconsumo como cooperativas de consumo o sociedades civiles, cuyos proyectos no excedan de 1 MW. (Art. 36 fracción IV LSPEE, Art. 111 -115 RLSPEE)

Exportación.- Generación de energía eléctrica para destinarse a mercados externos, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los concesionarios, que aplicaran a esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate. (Art. 36 fracción V LSPEE, Art. 116-119 RLSPEE)

El modelo de Contrato de interconexión para autoabastecimiento y otros instrumentos, denota los avances en mejorar las señales para que nuevos pequeños medios de generación se incorporen como empresas de riesgo:

A fin de promover el desarrollo de proyectos privados de energía en la modalidad de

autoabastecimiento mediante ER del tipo intermitente, la CRE aprobó instrumentos de regulación que consideran la disponibilidad intermitente de la fuente energética primaria. La materia prima de producción de estos instrumentos comprende la energía eólica, la solar y la hidroelectricidad con almacenamiento o disponibilidad de agua limitada.

Para inyectar a la red de transmisión del distribuidor la generación, para ser consumida por sus centros de consumo cuando éstos lo requieran.

Los instrumentos de regulación aplicables a las ER no reconocían la potencia que aportan los equipos de generación de energía eléctrica de este tipo a las horas de máxima demanda. Pero la CRE aprobó en enero de 2005 las modificaciones al modelo de Contrato de Interconexión de este tipo de fuentes, donde se determina que la "Potencia Autoabastecida" del permisionario como el promedio de las potencias medidas en el Punto de Interconexión, que se hayan presentado en los 12 intervalos de medición incluidos dentro de la hora de máxima demanda para todos los días laborables del mes en cuestión. Lo que permitirá reducir el cargo por demanda facturable de los centros de consumo del Distribuidor o concesionario.

Como aprovecha el concepto y tecnologías de la GD en México

De acuerdo a datos de la Comisión Reguladora de Energía (que reporta permisos de generación por arriba de 0.5 MW) a finales de junio de 2005 se tenían 194 permisos para plantas en operación (incluyendo importación y exportación) con capacidades entre 0.5 y 20.0 MW (Tabla 3). Esto representó una capacidad apenas superior a los 1,100 MW, una generación cercana a los 4,000 GWh y una capacidad promedio de 3.89 MW por instalación.

Retorno e impulso a las pequeñas Hidroeléctricas [8]

Como parte de estos incentivos a las energías renovables también se puede comentar las experiencias en México que son casos que pueden hacerse extensivos a nivel de Latinoamérica, al potencial desarrollo de las pequeñas hidroeléctricas se basa en los mismos esquemas que apoyan a las demás fuentes de energía renovable, es decir:

- Precio de los Combustibles Fósiles volátiles
- Efectos del Cambio Climático
- Riesgos Asociados a la Energía Nuclear
- Aplicación de Nuevas Tecnologías

A pesar de los avances señalados anteriormente se señalan por parte de los expertos de este país las siguientes situaciones:

- La Norma Oficial mexicana NOM, no cuenta con la sección correspondiente a requisitos de interconexión de la GD.
- La Comisión Federal de Electricidad CFE, se establece en las regiones de transmisión.
- Los incentivos para promover la GD, son incipientes, no hay señales de mercado como aún hay muchas barreras. Pues los planes o programas de promoción aún no logran que se dé un despegue amplio de este segmento.
- Entre las tecnologías y modelos de generación disponibles, analizados anteriormente, no hay fabricantes en México, y no se cuenta con una normalización del empleo, la especificación tipos de equipos para su aplicación.
- Por todo lo anterior el escenario es de una cantidad mínimas instalaciones interconectadas.

3.2.5 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA; CASO DE ESTUDIO: BRASIL [9]

Los adelantos y desarrollos de nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica y la preocupación por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a la reglamentación ambiental, son algunos factores impulsores de la generación distribuida. En el caso de Brasil, como en los países de la comunidad europea, también está considerada como una alternativa para atender eficientemente los centros de carga con bajos costos de transmisión. La generación distribuida (GD) ya es considerada por parte de los agentes del mercado Brasileño como un segmento con evolución muy prometedora, más si se está apuntando a sectores que aplicarán a fuentes alternativas y renovables de energía.

En este gran estado sudamericano, las primeras referencias sobre la GD se dieron en el marco legal brasileño en el año 2004, a través de la Ley 10.848, destacando nuevas modalidades para la comercialización de la energía eléctrica en el país. En el decreto 5.163 del mismo año, la GD fue definida como la “Producción de energía proveniente de iniciativas de agentes concesionarios o autorizados, conectados directamente al sistema eléctrico de distribución del comprador, excepto las iniciativas hidroeléctricas con capacidad instalada superior a 30 MW, y los termoeléctricos, inclusive la cogeneración, con eficiencia energética inferior a un 75%, siendo que aquellas iniciativas termoeléctricas que utilicen como combustible la biomasa o residuos de procesos no estarán limitados a este porcentual de eficiencia”.

Esta implementación que en proyectos de generación distribuida, con base en la normativa emitidas y en vigor, está provista de varios incentivos regulatorios, de modo que las iniciativas puedan ser viabilizadas más fácilmente. Entre estos incentivos, está la concesión de descuentos en las Tarifas de Uso de los Sistemas de Transmisión (Tust) e de Distribución (Tusd), inclusive en el consumo, del 50% o un 100%.

El presidente de la “Associação Brasileira de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE)”, explicó que las ventajas para el sistema están en que la GD contribuye con la reducción de las pérdidas y principalmente con la garantía de generación en las puntas del sistema, lo que hace que regiones con este tipo de provisión de energía eléctrica sean las afectadas en caso de un apagón.



Figura 3.2.7.- El sector de la energía eléctrica brasileño.

La GD puede ser hecha a partir de procesos de cogeneración, así como también la

biomasa proveniente de la caña de azúcar, que es una de las más utilizadas en ese segmento. Según la Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen), Brasil tiene un potencial de biomasa disponible para implantar un parque de GD de más de 20.000 MW en un horizonte de diez años. Un proyecto de Cogen, en asociación con la União da Indústria de Cana de Açúcar y entidades del sector azucarero, pretende ofertar a la red 10.000 MW en el periodo 2011-2020, o sea 1.000 MW por año de capacidad instalada, con una inversión anual estimada de aproximadamente 5 billones de reales.

El periodo de zafra de la caña, se da entre los meses de mayo y octubre, lo que contribuye para que este tipo de generación sea complementaria a la hidroelectricidad, pues la cosecha comienza cuando termina el periodo de lluvias. Además que cada 1.000 MW de fuentes de generación provenientes de la biomasa conseguirían un ahorro del 4% del agua de las reservas del submercado Sudeste/Centro-Oeste.

En otro sector, el aserrín de madera, con fuerte explotación en los estados de Santa Catarina y en Paraná, como el gas natural también, son otras fuentes disponibles y utilizadas en la GD. Los descubrimientos de gas natural en la Cuenca de Santos son sorprendentes, pues se prevén excedentes de este producto que van a sobrepasar el nivel de 40 millones de metros cúbicos por día, o sea, es prácticamente una Bolivia y media de sobrantes disponibles a partir de la entrada del campo de gas Mexilhão.

Para comercializar la energía proveniente de la generación distribuida, según el decreto 5.163, la distribuidora debe realizar una llamada pública y el monto no podrá exceder a un 10% del mercado consumidor en el área de la concesión. Según datos de Aneel, entre los años 2005 y 2009, los llamamientos fueron realizados por nueve distribuidoras, con resultados de 36 contratos a través de este modelo de comercialización. En el periodo fueron contratados 254 MW de 19 agentes generadores. De esta cantidad, 247 MW son procedentes de pequeñas centrales hidroeléctricas, 6 MW del bagazo de la caña y 1 de biogás. Todos los contratos de generación distribuida por llamamiento público se concentran en el Sudeste y Centro-Oeste del país, excepto el proyecto piloto de Copel, de desechos de cerdos, que se encuentran en la región Sur.

Los expertos locales, opinan que no es conveniente mezclar en el mismo proceso de asignación a diferentes fuentes primarias, que no son equiparables. “Una térmica y otra con biomasa no son comparables principalmente en el requisito de emisiones”. Otra traba discutida por los agentes está relacionada a la obligatoriedad de la generadora de ofertar solamente a la distribuidora local, lo que es poco útil para la estimulación de la generación distribuida. Para los agentes, si fuera permitido comercializar energía al generador distribuido en llamada pública con otras distribuidoras en el SIN, promovería la competencia tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, beneficiando al consumidor final.

Según el estudio “Generación Distribuida en Brasil: oportunidades y barreras” realizado por la “Sociedade Brasileira de Planejamento Energético”, el potencial de economía en los sistemas de transmisión y distribución con la implementación de GD varía de 1,60 dólares a 60,27 en la inversión por cada MWh evitado de producir, por la postergación de entrada de nuevas subestaciones.

Según los estudios aplicados a los sistemas de transmisión y distribución ocurren pérdidas de 4 a 7% de la potencia total transmitida, debido a la impedancia de alimentadores y transformadores. Con la inclusión de la GD, las pérdidas en la distribución pueden reducirse y el potencial ahorro en la inversión para expansión en los

sistemas de transmisión y distribución con la implementación del GD es de 2,34 a 3,14 dólares economizados por cada MWh producido.

(Alcides Codeceira Neto CHESF / ELETROBRAS, Rua Delmiro Gouveia, –Recife – Brasil)

La reglamentación brasileña actual aplica un costo de conexión es de responsabilidad del generador, lo que encarece las inversiones. En países como Costa Rica, en el sector del azúcar y alcohol menos representativo que el brasileño, hay un incentivo, por el cual el sistema pagaría un 50% de los costos de conexión y el inversor por el otro 50%; lo cual lo vuelve en una forma atractiva para reconocer el beneficio para el sistema interconectado.

Legislación		Tarifas:	
Subastas		Precios (US\$/MWh)	
		Fuentes Alternativas	Energía de Reserva
2007		Biomasa – 39.26	
2008			Biomasa – 37.88
2009			Eólica – 95.70
2010		Biomasa – 88.98	Biomasa – 86.75
		Eólica – 86.75	Eólica – 79.15
		PCH – 94.49	PCH – 84.34

Tabla 3.2 2.- Las tarifas para Energías Renovables \$1USD=R\$1, 65

3.2.6 AVANCES DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: CASO DE ESTUDIO: CHILE

Chile ha buscado incentivar la adopción de las energías renovables con modificaciones introducidas al marco regulatorio a través de la Ley N° 19.940 de marzo del 2004. [10]

Las formas en que se ha buscado incentivar dicha adopción, permiten analizar como las energías renovables podrían introducirse en los sistemas eléctricos de distribución con el carácter de generación distribuida dependiendo de su propiedad. Para el caso de Chile, el corto plazo se prevé la adopción de generación distribuida como energía renovable fruto de la reciente modificación regulatoria, no descartándose el desarrollo de otras formas de generación distribuida.¹

Para ello Chile ha partido de lo siguiente:

- MODELO DE TARIFICACIÓN DEL SEGMENTO DISTRIBUCIÓN Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En el análisis de la posibilidad de la incorporación de las energías renovables como generación distribuida por parte de empresas concesionarias de distribución, surge la pregunta si es que bajo los esquemas vigentes de tarificación es posible remunerar la generación distribuida y si tiene sentido hacerlo.

En un esquema regulatorio, en donde las empresas de distribución deben competir con una empresa modelo, la generación distribuida puede ser una herramienta empleada por dichas empresas para aumentar la eficiencia de sus inversiones, especialmente en la expansión de sus redes e instalaciones de distribución.

La Generación Distribuida (GD) ya es agente del mercado eléctrico, pero requiere normativas para una mejor integración entre los distintos agentes. La volatilidad de precios de las fuentes primarias de energía (petróleo, gas), la dependencia energética y la seguridad del suministro eléctrico en Chile, hace posible el crecimiento sostenido de la penetración de la GD.

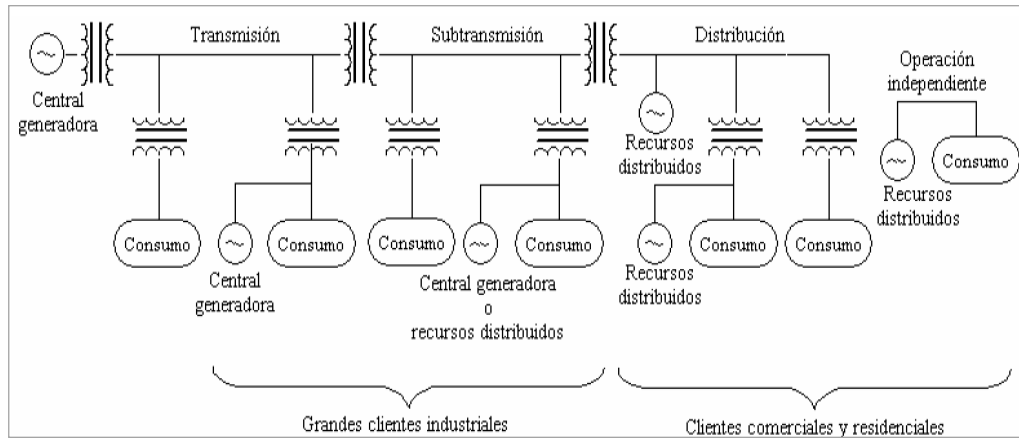


Figura 3.2.8.-Esquema de modelos de adopción de GD en Chile. [11]

Los cambios al marco normativo por medio de las Leyes N° 19.940 y N° 20.018 (Ley Corta I y II respectivamente) han fomentado y buscan regular la generación eléctrica primordialmente con energías renovables no convencionales (ERNC), aunque también se incentiva a los Pequeños Medios de Generación (PMG), a los Medios de Generación No Convencionales (MGNC) y Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD). La anterior regulación se encuentra concentrada en el Decreto N° 244 y su correspondiente Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO). [11]

Lo indicado, permite una nueva estructura en el Mercado Spot, en donde el CDEC se encarga de determinar diariamente, mediante la minimización de los Costos de Operación, el despacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico para abastecer la demanda de energía.

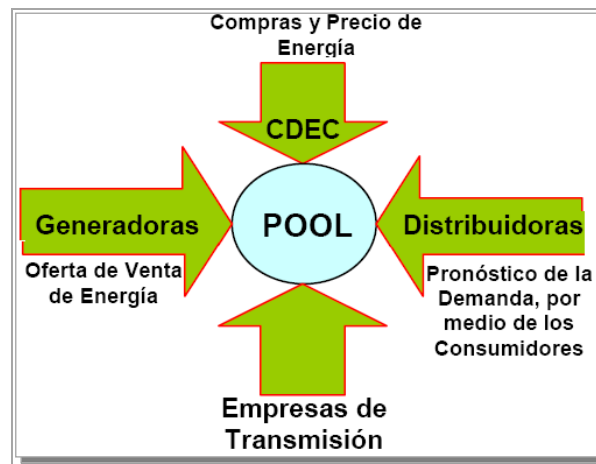


Figura 3.2.9.- Esquema de mercado Spot de Chile

Por lo tanto, con nuevos actores en el mercado, como productores independientes con PMG conectados directamente en el sistema de transmisión (S/T) o distribución (SD), a fin de incrementar el uso de ERNC (Energías Renovables No convencionales), se da la apertura a un modelo de mercado más extenso con interacción bidireccional, en que se incluyen agentes adicionales a los del esquema simplificado anterior.

Los pequeños sistemas de generación que se conecten, tanto a nivel de transmisión, como también en distribución (GD), lo harán según la normativa vigente para sistemas de generación de mayor capacidad, sin causar deterioro en las etapas funcionales de los sistemas de distribución y transmisión.

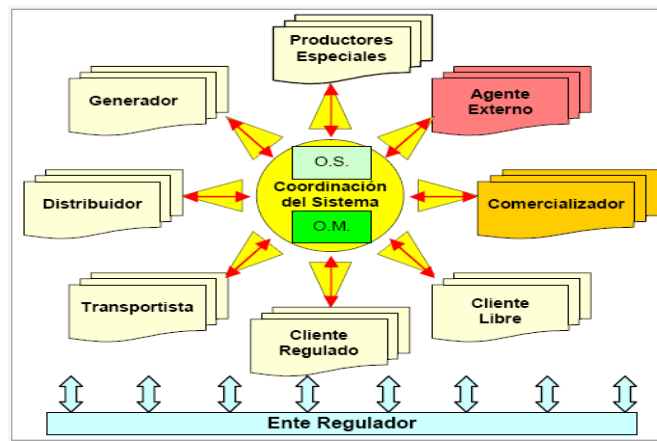


Figura 3.2.10.- Modelo de Mercado Con integración Bidireccional.

La normativa chilena que origina el D.S. 244, se basa en las modificaciones a la Ley 19.940, que regula MGNC y PMG que posean excedentes de potencia suministrados al sistema, con capacidad instalada inferior a 20.000kW, además de la determinación de precios estables para la energía inyectada por los medios anteriores que no superen los 9.000kW de excedentes de potencia suministrada.

Adicionalmente, la Ley 20.018 establece el derecho de los MGNC, PMG y PMGD que se debe suministrar a las empresas concesionarias de distribución (Dx), hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.

Las empresas Dx deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD, no pudiendo imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las estipuladas en la NTCO.

Adicionalmente, cuando un PMGD va a las instalaciones de una empresa concesionaria de Dx, el propietario u operador adquiere la calidad de usuario de la red, por lo que se le aplicarán los mismos derechos y obligaciones que estipula la Ley, además debe contar con requerimientos y dispositivos de protección, sincronización y medida. Para solicitar la conexión a la red de Dx, el propietario u operador de un PMGD debe cumplir ciertas exigencias y efectuar el procedimiento estipulado.

Todos deben pagar el uso de los sistemas de transmisión, excepto PMGD que sean además MGNC, los que se encuentran exentos del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones de esos MG hacen de los sistemas de transmisión troncal, según la normativa vigente.

El uso de instalaciones de distribución para cualquier PMGD está exento de pago de peaje, salvo el caso que se entregue suministro a clientes libres que se encuentren dentro de la zona de concesión de la empresa de distribución, caso en el cual se debe pagar un peaje de distribución, según lo estipula la Ley³.

MODELOS DE INCORPORACIÓN EN LA ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO CHILENO

DESAFÍOS PARA LA ADOPCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

³ Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que "Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica", 2004.

Dentro del estudio de las energías renovables como generación distribuida, se ha presentado una serie de desafíos para la incorporación de la generación que pueden estar presentes en los mercados eléctricos y son necesarios de abordar. En particular, interesan los siguientes: beneficios al sistema, participación de las empresas de distribución, interfaz de los sistemas, interconexión, costos hundidos, costos de standby (reserva), ubicación y permisos, apoyo público.

PROPIEDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.- El primer aspecto que se debe considerar respecto a la implementación de los recursos renovables como generación distribuida es las restricciones de propiedad. Las empresas distribuidoras pueden obtener beneficios a partir de la generación distribuida, en particular, al poder incorporarlas dentro de sus procesos de planificación de la expansión de sus redes de distribución.

1) *Energías renovables de propiedad de la empresa de distribución*

2) *Energías renovables de propiedad de agentes externos a la empresa de distribución*

Resumiendo: Como una visión que se ha establecido desde el punto de vista nacional de Chile es que las distribuidoras son los agentes del mercado con las mejores opciones y los llamados a desarrollar la GD a mediano y largo plazo.

La cartera de proyectos en Chile es amplia y muy optimista con la idea de llegar a un 30% en el 2030.

•Existe un total de 4.761 MW de proyectos ERNC en cartera

Estado	Operación	Construcción	SEIA	
			RCA aprobada, sin construir	En calificación
Mini-Hidráulica	218,165	69,02	55	203,5
Eólica	180,02	37,5	1881,40	833
Biomasa	218,34	231,6	296,94	35
Solar	0	1	55,50	395
Geotermia	0	0	0	50
Total	616,525	339,12	2288,84	1516,5

Tabla 3.2 3.- Cartera de proyectos energías renovables en Chile.

En Chile se han implementado los siguientes incentivos financieros:

Sistema de cuotas.-

Ley 20.257 de ERNC, que establece una cuota de 5% de ERNC a la energía comercializada llegando a 10% el 2024

Condiciones de financiamiento preferente.-

Línea de Crédito otorgada por kW, con condiciones blandas, como tasa de interés de entre 3-4%, 2-3 años de gracia y plazo de hasta 12-15 años

Incentivos a la inversión.-

Ley de Arica, extensión tributaria del 30% a la infraestructura de proyectos de inversión.

Pero el sistema avanza y hoy están en discusión las modificaciones a la ley que permitirían crear los siguientes incentivos:

- Certificados verdes que buscan separar el atributo verde de la energía
- Generar un mercado secundario, con mayor liquidez.

También se plantean mecanismo de estabilización de precio: Estabilizar el precio de la energía y permitir que los proyectos se financien sin PPA.⁴

3.2.7 COMO SE UBICA LA GD EN EL MERCADO URUGUAYO

La Industria Eléctrica en el Uruguay está pasando por un proceso de transformaciones tanto en los aspectos regulatorios como de coordinación de mercados. Pues habiendo un gran desarrollo de aplicaciones, estudios e investigaciones sobre la Generación Distribuida en el mundo que han coincidido en promover sus fortalezas sobretodo en términos de eficiencia, flexibilidad operativa, seguridad y baja inversión unitaria.

La visión que ha inspirado a Uruguay, es que la Generación Distribuida, cuenta con las fortalezas propias y adquiridas, contando con gran potencial de cambio estructural para toda la Industria Eléctrica, considerando una de estas fortalezas a la baja inversión unitaria independiente y la disponibilidad de gas natural y otras fuentes alternativas con que se cuenta.

Adicionalmente, las regulaciones deben promover la competitividad en la Industria sin obstaculizar el desarrollo de la innovación difusión tecnológica, la maximización de la eficiencia operativa y la adaptabilidad a los cambios del entorno. En este contexto lanzaron un proyecto con el objetivo de resolver dos cuestiones fundamentales y que resultarían de las respuestas a las siguientes preguntas:

¿Cuales son las fortalezas y debilidades dominantes de la Generación Distribuida que pueden manifestarse y las oportunidades en el Uruguay de corto y mediano plazo, que permitan evaluar si esta aplicación tecnológica puede considerarse relevante de integrar el patrón de desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional?

¿Cómo debe tratar la Regulación de la Industria Eléctrica a la Generación Distribuida para no obstaculizar el desarrollo de esta aplicación tecnológica en el país en la medida en que resulte competitiva? Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

En base de este proyecto de análisis y asesoría se emitieron las siguientes conclusiones:

La Generación Distribuida presenta beneficios potenciales para las redes de distribución y para el sector eléctrico uruguayo, lo cual se traduce en un escenario de desarrollo de la misma en los próximos años en el Uruguay.

Sin embargo, la ponderación realizada sobre las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA), dan como resultado una ubicación tenue de la GD en dicho escenario de desarrollo. Se observa que todavía existen barreras a su desarrollo, tales como la inexistencia de regulaciones particulares, de políticas de promoción específica o de un mercado de energía eléctrica.

Se aclarara que recientemente, mientras se escribe este trabajo, UTE ha realizado un llamado para la compra de energía eléctrica proveniente de GD a partir de fuentes alternativas de energía (biomasa, eólica y mini hidráulica) al amparo del Decreto 77/2006 del Poder Ejecutivo. Este hecho estaría indicando los primeros pasos hacia el desarrollo de la GD en el Uruguay.

Debe resaltarse que parte del equipo técnico involucrado en este llamado ha participando activamente en este Proyecto PDT, el cual ha permitido realizar una transferencia práctica y muy valiosa del conocimiento generado hacia el sector eléctrico nacional. [12]

A pesar de que están apareciendo las primeras señales de una política energética que

⁴ (Incentivos Financieros para Energías Renovables en Chile Carolina Galleguillos Asociación Chilena de Energías Renovables SIBER 2011 Cuernavaca México.)

apoya el desarrollo de la GD renovable, todavía resta por implementar regulaciones específicas a nivel tarifario que reconozcan los costos y beneficios reales de la GD.

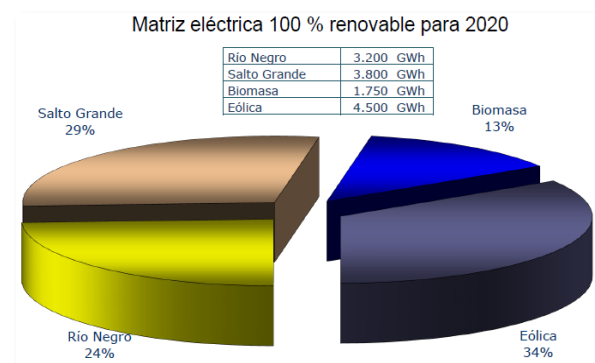
El Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) estableció un marco de incentivos a la generación por parte de productores independientes, con fuentes renovables (eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) por un total de 60 MW (en principio 20 MW por tipo de fuente) donde autoriza a UTE a contratar la energía de estos proyectos, seleccionados en un marco de competencia de precios, y a trasladar a la tarifa de los consumidores regulados el sobreprecio resultante de comprar la energía de los proyectos adjudicados a los precios ofertados.

Uruguay ha apostado por las Energías Renovables No Convencionales como forma de resolver el crecimiento de su demanda de electricidad, por lo menos hasta 2020. Sin embargo, no se han fijado subvenciones que no son necesarias, y así se beneficia la potencia firme en el caso de la biomasa y se mejora la remuneración de aquellos proyectos que adelantan su entrada en servicio.

Pero lo más importante a destacar es que hay voluntad política a todo nivel, por lo menos hasta 2015, de llevar adelante estos planes por lo que las barreras son resueltas sin que se produzcan estancamientos.

Figura 3.2.11.- Perspectiva de las Energías renovables No Convencionales 2020 Uruguay

3.3 PERSPECTIVA SOBRE NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.



El desarrollo eficiente de la GD en un sistema eléctrico de distribución, requiere que las regulaciones proporcionen los incentivos adecuados, esto es que reconozcan los beneficios y costos reales que la GD impone al sistema. Los recursos de la GD reducirán las pérdidas en las redes solamente si se localiza y opera en forma adecuada. Lo mismo ocurre con el potencial para regular el voltaje en la red o para aumentar la confiabilidad en el suministro.

La forma en que los promotores de la GD pueden recibir los incentivos correctos para lograr los beneficios deseados es a través de las señales tarifarias, para el caso de Ecuador, a continuación en el punto 3.3.1 se analiza el desarrollo del marco regulatorio en Ecuador hasta el momento actual, en el que se cuenta con tarifas para emprendedores de proyectos menores a 50MVA, siempre que propongan proyectos de generación cuya energía primaria sea de fuentes renovables, bajo esquemas de contratos de mediano plazo y con tarifas y propuestas de despacho preferencial.

Pero esta latente la inquietud si serán señales suficientes para que los capitales de riesgo hagan sus propuestas.

La Generación Distribuida (GD) a pesar de ser de alguna manera un agente del mercado eléctrico ecuatoriano, requiere que se postulen normativas especiales o específicas para una mejor integración entre los distintos agentes. La volatilidad de precios de las fuentes primarias no renovables de energía, la alta dependencia energética sobre éstas y la seguridad del suministro eléctrico, son impulsores del crecimiento de la penetración de la GD, pero para que este sea sostenido y mejor aún creciente como se ha demostrado, que ya lo es en otros países, deben generarse los

cambios correspondientes en el marco normativo por medio de las Leyes que fomenten y aseguren un proceso claro y consistente para regular la generación eléctrica y principalmente con energías renovables no convencionales.

En este punto se revisará el desarrollo histórico normativo y como se ha dado la evolución de la electrificación nacional. Así como se procederá a identificar las señales que deben generarse hacia un nuevo marco regulador que impulse de mejor manera la incursión en la GD, pues este segmento se está viendo como un concepto muy dependiente de las “SmartGrids” pero aún cuando son desarrollos necesarios para apoyar las funciones y tecnologías de ésta, sin embargo la GD aún puede desarrollarse sin la necesidad de una implementación masiva y costosa que requiere una inversión a más largo plazo.

Además, esto se lo ha demostrado con todos los casos revisados en el punto anterior con varios países del orbe, incluyendo a América Latina.

3.3.1 PRIMEROS PASOS EN LAS LEYES DE ELECTRIFICACIÓN A NIVEL NACIONAL.-

Aspectos legales y regulatorios⁵:

Al inicio de los años 60, el servicio eléctrico era prestado y de responsabilidad de los gobiernos locales como los Municipios, excepto el caso de la compañía EMELEC, que era una concesión privada con prebendas, como aquella que el prestador tenía garantizado por el estado, el 8% anual de utilidades, sin perjuicio de que la empresa obtenga pérdidas en el giro del negocio, y era lo que sucedía año a año, pues no se establecían reglas claras sobre las características del servicio que se debía brindar. Por el lado de los Municipios, eran entidades con muchas limitaciones económicas y solo podían implementar sistemas eléctricos locales, antieconómicos e insuficientes, además con deficiencias en otros servicios que debían ser priorizados, por que la inversión era mínima en mantener un adecuado servicio y peor aún una creciente expansión.

En general, el país no contaba con una infraestructura para enfrentar la demanda de aquel entonces, menos promover el progreso industrial y económico. Periodo que además era de un grave déficit de energía eléctrica, una aguda escasez de combustibles líquidos y sólidos, que impedían su desarrollo económico.

José María Velasco Ibarra, entonces Presidente Constitucional, promueve la expedición de la Ley Básica de Electrificación; por Decreto Ley de Emergencia No. 24, el 23 de mayo de 1961, publicada en el Registro Oficial No. 227, de 31 de mayo de 1961.

En la mentada Ley se establecía por primera vez, que será responsabilidad del Gobierno de la República, a través del Ministerio de Fomento, la planificación, ejecución y control de la electrificación del país. De igual forma, en ésta Ley se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, como una persona jurídica de derecho privado, con finalidad social y pública, con patrimonio propio y domiciliado en la Capital de la República, con el objeto principal de realizar obras de electrificación. Estas medidas y políticas permitieron se promuevan proyectos de inversión como de aprovechamiento racional de los recursos naturales, y entre ellos los hidráulicos para la producción de energía eléctrica.

Una década después de esta regulación de la Industria Eléctrica, en 1973, se empiezan a dar mejores señales de crecimiento económico de Electrificación, dictada por Decreto

⁵ Resumen y aportes base al doc. de: Abg. Eduardo Escobar Muñoz MSc. Universidad Central Asesor Jurídico de CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A

Ley de Emergencia No. 24 de 1961, con el fin de actualizar la Ley anterior, se proceder a establecer un ordenamiento estructural lógico y ágil, dentro de las tendencias de los marcos regulatorios de la región, con la finalidad de ejecutar en primera instancia el “Plan Nacional de Electrificación”, que era parte del Plan Integral de Transformación y Desarrollo de ese entonces.

El suministro de energía eléctrica era un servicio de utilidad pública de interés nacional, a ser brindado por el Estado, y de atribución privativa, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL (Art 7 pasando a tener personería jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa y adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos), con las atribuciones de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, es decir un mercado verticalmente integrado.

Sin embargo en varias regiones del país se fueron fortaleciendo otras empresas que siendo de capitales públicos se convirtieron en sociedades anónimas para prestar el servicio, entre ellas: las Empresas Eléctrica Quito, Eléctrica Ambato, la Centro Sur, la del Sur; manteniéndose también el caso de la empresa privada y de propiedad de un solo accionista de procedencia norteamericana de EMELEC, en la ciudad de Guayaquil.

Con la llegada de los gobiernos neoliberales, y mediante la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada con RO No. 43 de 10 de octubre de 1996, se modifica totalmente la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, a raíz de ejercicios de cambio en el modelo de mercado de varios países de Sudamérica, hacia un régimen de desconcentración del negocio, pero dados con un criterio privatizador, de manera que las actividades que antes eran realizadas por el INECEL, pasaron a realizarse a través de compañías mercantiles de derecho privado; sociedades anónimas, que se formaron para el efecto..

En virtud de este asesoramiento, amparados en las tendencias de mercado de la región y de otras regiones del orbe, de este periodo, en el Artículo 11 de dicha Ley, se establece la actual estructura del sector eléctrico ecuatoriano, y se desconcentran en compañías de derecho público o privado, según el caso, con capitales públicos, pero con la consigna posterior de venderlas al mejor postor, para lo cual se determina que se crearán las siguientes entidades:

- a. El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC
- b. El Centro Nacional de Control de la Energía, CENACE
- c. Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- d. La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y
- e. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

En el Artículo 26 de la Ley se establece el régimen para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sean realizadas por compañías de derecho privado autorizadas y establecidas en el país, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la Ley de Compañías. Además se establece que dichas compañías, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

En el Proceso de Transición de este cuerpo legal, se declaró en proceso de liquidación del INECEL, y dispuso que conservará su personería jurídica hasta el 31 de marzo de 1999, improrrogablemente, manteniendo su autonomía operativa, administrativa, económica y financiera; se constituyeron a partir de ese momento las empresas de



generación y transmisión de energía eléctrica, entre las cuales tenemos las siguientes:

Termoesmeraldas, Termopichincha, Electroguayas, Hidropaute,
Hidropisayambo, Hidroagoyan, Transelectric.

Por lo dicho, con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de 1996, que sustituyó a la Ley Básica de Electrificación de 1973, se eliminaba el monopolio del Estado ejercido en todas las actividades del Sector Eléctrico a través del ex – INECEL, para impulsar la competitividad y la eficiencia técnica y económica de las empresas eléctricas y proporcionar, al usuario y al inversionista, tarifas justas. Las acciones que poseía el INECEL en las empresas eléctricas, se transfirieron al Fondo de Solidaridad pasando a ser el accionista mayoritario o único en algunos casos de las empresas del Sector.

En el año 1998, se promulgó la nueva Constitución Política, se crearon las empresas eléctricas, éstas desarrollaron sus actividades de conformidad con lo establecido en la ley, al amparo del derecho privado. Es preciso mencionar que la voluntad privatizadora para este tipo de empresas fue cambiando con el pasar de los años y con los cambios de Gobierno, tanto es así que, muchos cuerpos normativos fueron modificados para incluir dentro de su ámbito de aplicación a las compañías mercantiles que tienen más del 50% de capital accionario de propiedad del Estado Ecuatoriano.

Criterio recogido en la Asamblea de 2008, donde se expidieron varios Mandatos Constituyentes obligatorios y vinculantes para estas empresas como los números 2, 8, 9, 15; para en el mes de agosto expedir la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, para regular la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras, prestación de servicios, la consultoría, en las entidades del Sector Público.

Bajo la administración de Rafael Correa, con Decreto Ejecutivo No. 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el RO No. 132 de 23/07/2007, se escinde el Ministerio de Energía y Minas y se crean los Ministerios de Minas y Petróleos y el de Electricidad y Energía Renovable, éste último, a partir de esta fecha, se encarga de impartir las políticas y directrices para el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La Asamblea Nacional Constituyente entregó el proyecto de Constitución Política, que fue aprobado por mayoría en Referéndum de 28 de septiembre de 2008, se publicó en el Registro Oficial No. 449 de 20 de Octubre de 2008. La misma que contiene disposiciones especiales para la prestación de los servicios públicos y específicamente lo que es la energía; que se considera como sector estratégico y el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos, entre ellos la energía eléctrica, garantizando que éstos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de servicios públicos, y podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria; y excepcionalmente podrá delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades.

Al amparo del Mandato Constituyente No. 15, y de las políticas para el sector, varias empresas del sector eléctrico se fusionaron para formar dos grandes corporaciones: CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A.

La CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. se conformó por fusión, el 15 de

diciembre de 2008, de las Empresas de Distribución Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y Regional Sucumbíos S.A., cuyo objeto es la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. se conformó por fusión, celebrada el 13 de enero de 2009, en la cual se fusionaron las Compañías de Generación Hidroeléctrica Paute Hidropaute S.A., Hidroeléctrica AgoyánHidroagoyán S.A., Termoeléctrica Esmeraldas Termoesmeraldas S.A., Termoeléctrica Guayas Electroguayas S.A., Termoeléctrica Pichincha Termopichincha S.A., y de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica Transelectric S.A.; CELEC S.A. cuyo objeto social es la generación y transmisión de energía eléctrica dentro del territorio nacional.

Con la Norma Suprema en plena vigencia, le corresponde a la Comisión Legislativa y de Fiscalización o a la Asamblea Nacional, tramitar y expedir una reforma a la Ley vigente del Sector o una nueva Ley incluyendo nuevos aspectos de la energía, para poder reestructurar y fortalecer el Sector.

Adicionalmente, se ha procedido por parte de la Comisión Legislativa y de Fiscalización, en base la petición de la Presidencia de la República (Oficio No. 3951.SGJ.09.1372 de 26/05/2009) al Presidente de dicha Comisión, quien dio trámite a la aprobación a la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009. Esta Ley permite la constitución de empresas públicas para el manejo de los sectores estratégicos por parte del Ejecutivo y de los gobiernos autónomos descentralizados provinciales y locales.

El Mandato 15, (Asamblea Constituyente el 23/julio/ 2008), resalta la Responsabilidad del Estado la prestación del servicio público de energía eléctrica con eficiencia, universalidad, accesibilidad, continuidad, calidad y tarifas equitativas y para su cumplimiento se debe emprender la reforma en la estructura operativa de las instituciones del sector.

[13]El CONELEC según este Mandato, ha emitido varias regulaciones que permiten la incorporación y dan algún impulso a las ERNC:

- 2) **Regulación N° CONELEC-006/08.-** define las reglas comerciales para el funcionamiento del mercado, los parámetros para el cálculo de las tarifas eléctricas y la aplicación de los pliegos tarifarios. Aquí se define la estructura de costos, el componente de distribución, la tarifa única a nivel nacional. Mercado: de corto y largo plazo, contratos regulados, la liquidación comercial de las transacciones y las auditorías que soliciten los Agentes o el CONELEC para verificar parámetros técnicos o comerciales.
- 3) **Regulación N° CONELEC-012/08.-** establece procedimientos a aplicarse a las distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores del servicio público de energía eléctrica. Ésta se aplica a las empresas que ejercen la actividad de distribución y comercialización de energía y a sus consumidores regulados y no regulados.
- 4) **Regulación N° CONELEC-013/08.-** complementa a la 012/08, y define reglas comerciales para el funcionamiento del mercado y la normativa para los contratos regulados entre los participantes del mercado y se regulan las transacciones de corto y largo plazo, las liquidaciones de las transacciones en el mercado; el funcionamiento del FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal);, los

planes de expansión del Sistema Nacional de Transmisión y el uso de energías provenientes de fuentes renovables no convencionales .

- 5) **Regulación N° CONELEC 001/09.-** que dicta las regulaciones para la participación del autoprodutor, (autogenerador con cogeneración), en la comercialización de la energía. Va dirigido al fomento de cogeneración, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento.

ANÁLISIS /RESUMEN

ALCANCE:

Definir reglas para la participación, parámetros de comercialización y fomento a la cogeneración de los autogeneradores. Además: Fomento la eficiencia energética y mejora la seguridad del abastecimiento.

REQUISITOS:

Que la Generación Distribuida se destine a necesidades de sus instalaciones o asociados a la cogeneración:

Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración; o los accionistas o socios del autogenerador.

Obligación de colocar sus excedentes de energía eléctrica, al mercado, si la tiene disponible.

La magnitud de producción de cogeneración no estará sujeta al despacho centralizado, sin embargo el autogenerador – cogenerador, deberá informar al CENACE sobre la operación de su planta.

CONDICIONES:

Si $E_{el} > 0.05 (E_{el} + E_{te})$ y $E_{te} > 0.15 (E_{el} + E_{te})$ evaluación anual.

Precios:

$P_{cog} = 1.15 PRG$ Liquidación mensual,

P_{cog} = precio de cogeneración (¢USD/kWh). Asume distribuidora de conexión.

PRG = precio referencial de generación (¢USD/kWh)

- 6) **Regulación No. CONELEC 009/08.-** Registro de Generadores Menores a 1 MW, para determinar el procedimiento al que deben ajustarse los interesados en ejecutar proyectos de generación y aquellas centrales que se encuentren operativas, menores a 1 MW nominal y que su operación no sea de emergencia.

Y recientemente 3 nuevas regulaciones que manteniendo el esquema vertical, dan como excepción la posibilidad a emprendimientos de mediana a pequeña escala (<50MVA) en especial en el régimen de energías renovables y no convencionales:

- 7) **Regulación No. CONELEC 002/11.-** Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

Proyectos nuevos por excepción menores a 50MW y que no constaren en el PME
*Plan Maestro de Electrificación del CONELEC; Calificados como necesario y

adecuado para satisfacer el interés público, principalmente destinados a cubrir la demanda y la reserva de generación.

La concesión y permisos se dan mediante contratos regulados y por un proceso público de selección cumpliendo al menos los siguientes requisitos:

- Que los estudios presentados sean a nivel de pre factibilidad.
- Que el proyecto propuesto no conste en el Plan Maestro de Electrificación - PME
- Que se optimice el uso del recurso natural para generación eléctrica y que no se afecten los proyectos que consten en el PME.
- Que el costo de las centrales de generación no sea superior a los costos promedios estipulados en los contratos regulados, para cada tipo de tecnología.
- Que el cálculo de la energía firme o energía garantizada esté técnicamente sustentado.

- 8) **Regulación No. CONELEC 003/11.-** Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

Para un mejor análisis se pueden revisar en la Regulación: "ANEXOS I, II y III METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS y PLAZOS REFERENCIALES PARA PROYECTOS DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA."

- 9) **Regulación No. CONELEC 004/2011⁶.**- Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales. Establece los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Vapor	30		30
MCI < 514 rpm	20		20
MCI 514 - 900 rpm	15		15
MCI > 900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

Tabla 3.3.1.-Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes

ANÁLISIS

ALCANCE

Las energías renovables no convencionales comprenden: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

⁶ A mediados de 2013 el CONELEC emite una nueva regulación que modifica parcialmente la Regulación 04/011, eliminando de la tabla de la generación Fotovoltaica.

REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Los interesados en proyectos con fuentes renovables podrán solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos con capacidad >50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que calificación por el CONELEC, deberá presentar requisitos indicados.

PRECIOS PREFERENTES

Los precios por la energía medida en el punto de entrega, en centavos de dólar por kWh, son los de la Tabla No. 1. (Tabla 3.3.2) No se reconocer pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Tabla 3.3.2.- Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

Por resolución 07/12 se reemplaza en el numeral 6.1, la Tabla No. 1 nueva (Tabla 3.3.3) con la siguiente:

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Tabla 3.3.3.- Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

Tabla 3.3.4.- Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW en (cUSD/kWh)

Precios garantizados y vigentes por un período de 15 años, a partir de la fecha de suscripción del contrato y hasta antes del 31 de diciembre de 2012.

DESPACHO PREFERENTE

Se despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica con recursos renovables no convencionales, hasta el límite del 6% de la capacidad operativa de los generadores del SIN. A excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, sin limitación.

Si el límite se supera, con nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor. “La normativa de interconexión de es clara al respecto”.

GENERADORES MENORES A 1 MW

Los que se acojan a los precios preferentes de esta regulación: no firman un contrato, deber obtener un registro, de conformidad con la regulación respectiva, y se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso.

3.4 PERSPECTIVAS DE DESARROLLO LAS ERNC Y EL ESQUEMAS DE GD, Y APLICACIÓN EN EL MEDIO.

Luego de la revisión de las actualizaciones o recientes disposiciones en el afán de regular dando facilidades para que se promuevan nuevos emprendimientos por la empresa privada, pocos son los proyectos que se presentan, pues aunque la base legal ya cuenta con varias soluciones muy positivas como la definición de plazos, la posibilidad de despacho preferente así como ciertos incentivos económicos, también se podría especular que la situación política y ciertas señales que da el gobierno hacia la economía y opinión internacional, no ofrecen las seguridades que busca el inversor privado, sin embargo como resultado de lo que se analizará a continuación, se emitirán algunos criterios y recomendaciones que podrían tomarse en consideración para mejorar la visión e impulsar aprovechamiento de la GD en nuestro país.

3.4.1 ESTADO DE APROVECHAMIENTO DEL CONCEPTO DE LA GD EN ECUADOR.-

Se puede mencionar que se han emitido algunas tibias señales para una política energética que apoya el desarrollo de la GD renovable, pero aún se debe implementar regulaciones específicas a nivel técnico, tarifario que den ejemplo de las bondades para el inversor y sobre todo reconozcan los costos y beneficios reales de la GD.

El aprovechamiento y la situación de la generación distribuida en el escenario nacional ecuatoriano se podrían resumir en los siguientes aspectos:

- Ecuador es un Mercado eléctrico pequeño, por ende como modelo de negocio se lo ha planteado para una integración vertical, además la política de gobierno de corte socialista así lo ha concebido.
- La promoción de opciones asociadas a esquemas centralizados, monopólicos y estatizados, están basadas en esquemas que, por el avance tecnológico y las necesidades ambientales y económicas, podría pensarse como caducos, o se basan en el mercado pequeño como lo es el de Ecuador, sin embargo esto no se ve justificado claramente a excepción del calificativo de socialismo del siglo XXI.
- La inexistencia de bolsas de energía y comercializadores y la fijación de una tarifa única, generan la dependencia de un estado paternalista que tiene otras prioridades.
- Las empresas distribuidoras, al ser un monopolio natural, para un modelo negocio referente, podrían o deberían competir con empresas modelo para que se tenga un referente y metas de superación permanentes.

- Hay la creciente necesidad de aumentar la eficiencia de las inversiones, pues el modelo que se ha implementado es de un negocio subsidiado y bajo las prescripciones del Mandato 15 no es factible tener un negocio autosuficiente, sino a expensas del financiamiento en inversiones por parte del estado!
- Siendo innegable su valor social, es evidente que se comente un error económico, al mantener con subsidios al uso de los combustibles y servicios como el de energía eléctrica, pues esto impulsa y aumenta su desperdicio e uso ineficiente. Estos subsidios podían, al menos en parte, aprovecharse para financiar la promoción y aplicación de un uso más eficiente de la energía y el desarrollo de alternativas a los sistemas convencionales.
- Sin embargo de lo anterior, la utilización de la GD como alternativa factible para la planificación de la expansión de la red y de diferimiento de inversiones es perfectamente viable.

3.4.2 POTENCIAL DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES GD [14]

De acuerdo a datos del CONELEC expuestos en “El Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación Eléctrica a 2009”, los proyectos concesionados con características de GD, aunque sin esta calificación por deficiencias regulatorias, arrojan los siguientes resultados:

- En los proyectos de generación de hasta 1 MW se tenían 4 permisos concedidos, con plantas dos en construcción y dos no iniciados. Fuente primaria Hidráulica. Total = 3,86 MW
- En el caso de los proyectos con capacidades entre 1 y 50 MW, que alcanzan a 18. Esto ha representado una capacidad apenas superior a los 290 MW, con una generación cercana a los 1.489,00 GWh y una capacidad promedio de 16,1 MW por instalación. Varios de ellos tienen paralizada su construcción por falta de financiamiento. Dentro de este resumen se cuentan 4 proyectos eólicos y uno fotovoltaico, de ellos 12 proyectos corresponden a la empresa privada.
- Dado que todos son de fuente primaria hidráulica, estaría en la lista de mérito para su despacho preferente.
- Adicionalmente se cuenta con un conjunto de 54 proyectos hidroeléctricos identificados de 1 y 10 MVA del Orden de 274 MVA de potencia y de otro bloque en el rango de 10 a 50 MVA, con un potencial de 57 proyectos y 1343 MW, que esperan a ser denunciados como factibles. Al no ser parte del plan maestro actual, la gran mayoría de estas fuentes son potencialmente denunciables por parte de la empresa privada. Cuantos inversionistas estarán dispuestos a tomar el riesgo, es una pregunta aún sin respuesta pues no se ha realizado un llamamiento a participar o se generado un sistema de promoción de la bolsa de tales proyectos, a excepción de los señalado en el inciso b) en relación a los proyectos de fuentes eólicas.

En países aún más pequeños y con menos potencial, como el Uruguay, se generan por parte del Ministerio del ramo, varias rondas de promoción de inversiones y se han adjudicado proyectos eólicos y de biomasa, habiéndose obtenido respuestas positivas de algunos oferentes.

Si Ecuador se propusiera implementar procedimientos de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales, ya sea en las fuentes eólicas o de biomasa, etc., podría impulsarse las ofertas de interesados en instalar centrales de hasta 50 MW, en base al establecimiento de metas con base en el ajuste de la matriz energética con

porcentajes más ambiciosos que el 6%, hasta ahora propuesto.

En cuanto a la regulación sobre cogeneración tiene por objeto promover la co-generación a través de identificación sistemática y la realización progresiva del potencial nacional de cogeneración de alto rendimiento, mediante la creación de una definición común.

Se propende a la eliminación de barreras, pero al no tener una reglamentación técnica detallada y proponer alternativas tecnológicas orientadas a los segmentos de la industria que potencialmente podrían aprovecharla, a excepción de los de biomasa en los Ingenios azucareros, industrias como la de conservas de pescado, hotelería, salud (hospitales), papeleras, que para sus procesos requieren de grandes volúmenes de vapor y que sus excedentes podrían ser utilizados con sistemas CHP, lo que iría en beneficio directo de su eficiencia energética, lo cual se podría impulsar de mejor forma si por ejemplo se empieza recomendar la aplicación del marco normativo de la ISO 50001.

Con la reciente creación de una entidad como el Instituto Nacional de Eficiencia Energética (INER), creado mediante Decreto Ejecutivo N° 1048 del 10/02/2012, para fomentar la investigación, innovación y formación científica, para promover la eficiencia energética, se empieza a visualizar que hay las mejores intenciones de impulso entre los nuevos los objetivos nacionales, que se establezcan para la co-generación, y asegurar al país un mejor análisis del potencial de generación de alta eficiencia, y así se proceda con la aplicación de definiciones consistentes y tener progresos reales sobre estos emprendimientos realizados y conseguir una participación activa de la industria privada.

3.4.3 COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN.-

Haciendo una revisión a algunos de los resultados que se esperan en el plan maestro de Electrificación 2009-2020, procederemos a destacar los casos o situaciones favorecen la GD, en referencia al plan de propuesto por el CONELEC y la visión del MEER de cambio de la Matriz Energética. [14]

RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN⁷

A. No es factible la operación del sistema eléctrico ecuatoriano en condiciones de autonomía, sin la ***adopción de medidas que involucren el ingreso de nueva generación.***

Considerando los tiempos que toma la construcción y puesta en funcionamiento de los diferentes tipos de equipamiento, se concluye que en el corto plazo, la única alternativa viable es la generación térmica.

B. El análisis energético de largo plazo y la estimación de las reservas de energía, ratifican la necesidad de ***contar con generación adicional que permita cubrir las necesidades energéticas en caso de presentarse condiciones hidrológicas adversas.***

C. Esta nueva ***generación térmica*** debe reunir condiciones mínimas de eficiencia y hacer uso de combustibles de producción local, preferentemente residuo y fuel oil, y de ser factible, gas natural. Atendiendo al impacto que tendría en los precios de la energía

⁷ Se transcriben y resumen los puntos que atañen a lo que se verían como señales que favorecen o impactan en contra, la GD.

la incorporación de nuevas centrales de generación térmica, resulta conveniente para el sistema si se mantiene la operación coordinada con Colombia. No habla de fuentes renovables

D. El Plan de Expansión de Generación propuesto responde a un escenario de crecimiento menor de la demanda. El equipamiento adicional para un crecimiento medio de la demanda (Caso 2) se compone de una planta térmica a ciclo combinado (60 MW), y el proyecto hidroeléctrico Río Luis (15,5 MW) en el 2012; para el 2013 se requiere el proyecto hidroeléctrico Angamarca- Sinde (29,1 MW). Para un crecimiento alto de la demanda (Caso 3), se requiere adicional al equipamiento del Caso 2, una planta térmica con residuo de petróleo, de 100 MW a incorporarse en 2011.

E. El Sistema Nacional de Transmisión tiene capacidad para la instalación de hasta 430MW, repartidos en proyectos independientes que pueden instalarse principalmente en Manta, Santa Elena, Santo Domingo y Machala.

F. Es necesario que se eleve el nivel de estudios de una serie de proyectos hidroeléctricos que presentan las mejores condiciones técnico-económicas.

G. Siendo que los proyectos geotérmicos tienen importancia en la nueva matriz energética, es recomendable la elevación del nivel de estudios de estos proyectos, particularmente en los casos de los proyectos Chalupas, Chiles y Chachimbiro.

H. De afectarse el cronograma de ingreso de los grandes proyectos hidroeléctricos que se ha tomado como premisa para este Plan, las condiciones y las conclusiones pueden sufrir cambios que deberán ser analizados y considerados en su momento.

I. Por lo señalado, el presente Plan debe ser objeto de un seguimiento continuo y una actualización permanente, conforme se vayan definiendo fechas y cronogramas de ejecución, en especial de los grandes proyectos hidroeléctricos, que como el caso particular del Coca Codo Sinclair, tiene una gran incidencia en la planificación.

J. En forma complementaria a los grandes proyectos de generación en los que participará directamente el Estado, los resultados del Plan de Expansión, determinan la necesidad de considerar la ejecución de pequeños y medianos proyectos con la participación del sector privado.

K. Si bien el Plan de Expansión de la Generación está orientado al autoabastecimiento en el largo plazo, resulta conveniente propiciar los intercambios de energía (importación y exportación) con los países de América Latina, haciendo uso de mecanismos financieros de acuerdo con el interés energético nacional.

COMENTARIO.-

De las 11 conclusiones que se mencionan para como acciones a tomar para cambiar la matriz energética del país, se podría considerar que las designadas como: A, B, D, F, G y J; es decir 5 de ellas, dan alguna señal que algún momento se podrían hacer las revisiones que hagan posible que la planeación de la expansión considere la generación distribuida como un concepto con visión para ser definido y analizada técnicamente

Índice de Figuras de Capítulo 3

Figura 3.2.1- Generación de electricidad de cogeneración estados miembros de la UE-15 2000. [3]....	114
Figura 3.2.2.- Capacidad de generación distribuida para los estados miembros de la UE-15 en el año 2005.....	114
Figura 3.2.3.- Esquema de integración en SD de la GD (J. Schmid, ISET).....	115
Figura 3.2.4.- Grupo europeo de investigación proyectos de integración de GD y RED [4]	116
Figura 3.2.5.- Arquitectura de los componentes de del sistema de interconexión a la red. [5]	118



Figura 3.2.6.- Consumo de Energías Renovables en España. [5]	119
Figura 3.2.7.- El sector de la energía eléctrica brasileño.	122
Figura 3.2.8.- Esquema de modelos de adopción de GD en Chile. [11]	125
Figura 3.2.9.- Esquema de mercado Spot de Chile	125
Figura 3.2.10.- Modelo de Mercado Con integración Bidireccional.....	126
Figura 3.2.11.- Perspectiva de las Energías renovables No Convencionales 2020 Uruguay	129

Índice de tablas de Capítulo 3

Tabla 3.2 1.- Estrategias regulatorias de promoción de las energías renovables. [5]	118
Tabla 3.2 2.- Las tarifas para Energías Renovables \$1USD=R\$1, 65	124
Tabla 3.2 3.- Cartera de proyectos energías renovables en Chile.....	127
Tabla 3.3.1.-Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes	135
Tabla 3.3.2.- Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)	136
Tabla 3.3.3.- Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)	136
Tabla 3.3.4.- Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW en (cUSD/kWh) ...	136

Bibliografía del Capítulo 3.-

- [1] M. L. A. N. M. L. G. Kashem, *Power Engineering Society General Meeting. IEEE, "Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems"*, 2006.
- [2] R. B. K. L. E. A. H. K. Purchala, *Distributed generation and the grid integration issues.*, Imperial College London.
- [3] Eurostat 2005, *Energy : Yearly Statistics*, , data 2003,.
- [4] ECR The European cluster of research projects for integration of RES and DG.
- [5] F. d. I. E. d. I. C. d. Madrid, *Guía Básica de la Generación Distribuida*, Madrid : Graficas Elisa, 2007.
- [6] SENER–Secretaría de Energía, *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable*, México: SENER–Secretaría de Energía, 2006.
- [7] www.renovables.gob.mx, *El Sector Eléctrico Mexicano*.
- [8] C. VELASQUEZ, CENTRO LATINO AMERICANO PARA LA PEQUENA HIDROELECTRICA CELAPEH SIBER, Cuernavaca.
- [9] H. F. Pacheco, *Adecuación de la generación distribuida en los sistemas de energía eléctrica actual*, hernan.pacheco@enerdossier.com.
- [10] M. G. S. -. R. V.D.W.Hugh, *Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos*.
- [11] S. M. I. I. C. E. E. P. Jorge Herrera B., *Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico*, CHILE: EIE, PUCV, JUNIO 2009.
- [12] M. I. M. V. I. T. D. L. I. C. M. I. R. M. I. R. C. Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla, *PROYECTO PDT S/C/OP/16/04 "GENERACION DISTRIBUIDA EN EL URUGUAY: EVALUACION DE FORTALEZAS, OPORTUNIDADES Y TRATAMIENTO REGULATORIO*, UTE, URSEA: IIE-UDELAR, Junio de 2006.
- [13] www.conelec.gob.ec.
- [14] C. N. d. Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador www.conlec.gob.ec, 2009-2020.
- [15] Distributed generation in the US – three lessons, *Publicado en la edición impresa de la revista "Cogeneration&On-SitePower"*, número de enero-febrero de 2008. .
- [16] CONELEC, *Inventario de recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica*, www.conelec@gob.ec, 2009.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO”

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras

16/10/2013



INDICE DE CAPÍTULO 4

4. PERSPECTIVA SOBRE LA NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.

4.	INTRODUCCIÓN.....	144
4.1.	CALIDAD Y CONDICIONES TÉCNICAS.....	146
4.1.1.	LA GD VISTA DESDE LA CONFIABILIDAD [2].....	146
4.1.2.	LA NECESIDAD DE MARCOS REGULATORIOS ACTUALES Y CONSECUENTES CON LOS ESQUEMAS CENTRALIZADO VS. GD.....	147
4.1.3.	LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA CALIDAD DE POTENCIA.....	148
4.1.4.	REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN [3].....	148
4.1.5.	RESUMEN DE LOS IMPACTOS DE LA GD [3].....	149
4.1.6.	ALTOS VOLTAJES CAUSADOS POR GD.....	150
4.1.7.	CONTROL DE VOLTAJE CON GD.....	151
4.1.8.	SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE CONTROL DE TENSIÓN [3].....	152
4.1.9.	CONTROL DE POTENCIA REACTIVA EN EL GENERADOR.....	152
4.1.10.	CONTROL DE POTENCIA REAL DEL GENERADOR.....	153
4.1.11.	NORMAS DE INTERCONEXIÓN EN USA Y EUROPA.....	153
4.1.12.	SERIE DE NORMAS P1547 IEEE (Institute of Electrical & Electronic Engineers.) [8] [9].....	154
4.1.13.	CONDICIONES BÁSICAS DE INTERCONEXIÓN.- PROTECCIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL.-.....	155
4.1.14.	COMPARACIÓN DE LA NORMATIVA DE INTERCONEXIÓN DE LA GD EN AMÉRICA Y EUROPA [11].....	159
4.1.15.	REQUISITOS GENERALES DE INTERCONEXIÓN.....	164
4.2.	PROPUESTAS DE IMPULSO A INVERSIÓN Y MODELO DE NEGOCIO.....	164
4.2.1.	CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DEL MODELO DE NEGOCIO DE LA GD.....	165
4.2.1.1.	VENTAJAS DE LA METODOLOGÍA QUE SE PROPONE:.....	170
4.2.1.2.	AÉREAS DE DESARROLLO E INVESTIGACIÓN PARA EMPRENDER EN LA GD.....	171
4.2.1.3.	LA PLANIFICACIÓN DE T&D Y LA GESTIÓN DE ACTIVOS.....	171
4.2.1.4.	IMPACTO DE LA GD EN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE RED.....	173
4.3.	MEJORA DE COSTOS VÍA LA REGULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.-.....	175
4.3.1.1.	PROPIEDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.-.....	175
4.3.1.2.	MODELO DE REGULACIÓN. COMO IMPULSAR LA INCURSIÓN EN GD.....	176
4.3.2.	ESTUDIO REGULATORIO DE LA GD EN ECUADOR [15].....	177
4.3.3.	OPORTUNIDADES DE DESARROLLOS REGULATORIOS TÉCNICOS DE LA GD EN ECUADOR.....	178
4.3.4.	SOLUCIONES TÉCNICAS Y LA INCORPORACIÓN DE DIRECTRICES.-.....	179
4.3.5.	ESTRATEGIAS PARA IMPULSAR LA GD EN EL MARCO LEGAL PLANTEADO.....	180
4.3.6.	MOTIVACIONES ECONÓMICAS.....	181
4.4.	SIMULACIONES DE EJEMPLOS DE GD EN EL SD CENTROSUR. USO DEL CYMDIST. (DESCRIPCIÓN) [17].....	182
4.4.1.	MODELADO DE CARGA.....	182
4.4.2.	ESCENARIOS.....	183
4.5.	ESTUDIO DE CASOS DE APLICACIÓN EN LA DISTRIBUIDORA CENTROSUR C.A.....	184
4.5.1.	CASO DE APLICACIÓN: PROYECTO HIDROELECTRICO OCAÑA.....	185
4.5.1.1.	SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	185
4.5.1.2.	REQUERIMIENTO DE INTERCONEXION AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A. OBJETO Y ALCANCE.....	185
4.5.1.3.	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	186
4.5.1.4.	FUENTES DE LA INFORMACIÓN.....	187
4.5.1.5.	DEMANDA DEL SISTEMA.....	187
4.5.1.6.	ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA.....	187
4.5.1.7.	ESTADO INICIAL DE DEMANDAS MÁXIMA Y MÍNIMA.....	188
4.5.1.8.	ESTADO: INCLUSIÓN DE OCAÑA EN DEMANDAS MÁXIMA Y MÍNIMA.....	188
4.5.1.9.	RESULTADOS.....	189
4.5.2.	CASO DE APLICACIÓN 2.-PROYECTO BIOMASA PICHACAY-QUINGEO EMAC.	189



4.5.2.1.INTRODUCCIÓN	189
4.5.2.2.ANTECEDENTES DEL PROYECTO	190
4.5.2.3.CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	190
4.5.2.4.METODOLOGIA.....	190
4.5.2.5.METODOLOGIA DE ESTUDIO.....	192
4.5.2.6.DATOS TECNICOS DE GD DE BIOGAS	193
4.5.2.7.RESULTADOS	193
2 BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 4	194

Objetivos específicos del capítulo 4:

- Investigar y documentar las metodologías a seguir para recomendar las mejores experiencias normativas, económicas y técnicas para la regulación de la interconexión de la GD al SEP.
- Determinar si el marco regulatorio actual contempla privilegiar los emprendimientos en energías renovables y/o convencionales que permitan garantizar la continuidad operativa de la GD.
- Identificar aspectos que deban incorporarse a una normativa que permita emprender proyectos que puedan ser calificados como de GD.
- Identificar casos modelo y una metodología probada y seleccionar las señales que permitan decidir tecnologías y los mejores proyectos disponibles para insertarlos como Generación distribuida en el SEP, aplicando al caso de Ecuador.
- Evaluar en los sistemas de distribución existentes si se dispone de infraestructura de transporte o la capacidad crecimiento/repotenciación para que la GD pueda ser incorporada a los sistemas eléctricos de distribución.
- Describir los riesgos e impactos técnicos y económicos a los que está expuesta la GD y como mitigarlos.

4. INTRODUCCIÓN

Como una continuación de la investigación alcanzada en el capítulo tres, en este capítulo se procederá a realizar un estudio y documentación de la normativa técnica de interconexión, así como evaluar o plantear algunos modelos que desde el punto de vista técnico y económico permitirán la introducción de la generación distribuida como una solución real que se sustentará con el análisis en proyectos cuya fuente primaria esté disponible.

La expansión de la Distribución aplicada en las distintas etapas funcionales de subtransmisión y distribución, son parte de la definición y dimensionamiento adecuado de la Generación distribuida.

En el país, se dispone de la información sobre varios proyectos en diferentes etapas de evaluación, como son la identificación, pre factibilidad, estudios de factibilidad y estudios definitivos, de los cuales se han obtenido la información técnica necesaria, para con la ayuda de simuladores (módulos de Análisis técnico de CymDist) determinar sus resultados y las conclusiones sobre algunas condiciones de la introducción GD en sistemas reales y propios del medio, conectados en el Sistema Eléctrico de Distribución de subtransmisión y media tensión a 69kV - 22kV .

Con la introducción de cambios básicos y fundamentales en la regulación, será posible evolucionar y lograr ampliar el margen del 6% de la capacidad operativa de generación, y por medio de los aspectos regulatorios y económicos para que pueda superarse este límite el aporte energías renovables a mercado, como lo tienen como meta algunos

de los países de la comunidad europea.

Retomando el mapa conceptual presentado en el capítulo 1, e identificando los elementos para estructurar el concepto de la generación distribuida, y el punto de vista del inversionista para afrontar algunos de los pasos en busca sus alternativas de negocio.

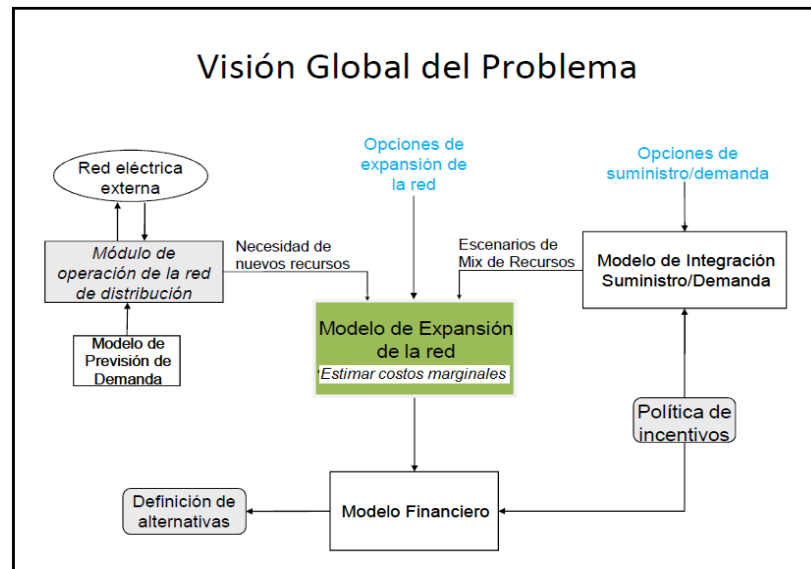


Figura. 4.1.-Visión del problema para la expansión de red incluyendo GD [1]

En la búsqueda de las señales que el gobierno ha dado y las que faltarían abordar para que la GD surja como un concepto real y no como un concepto de un sistema orientado solo a las fuentes alternativas renovables.

Un proyecto de GD que se lo desarrolle en base a la regulación vigente de Ecuador, parte algunas barreras, pues no involucra políticas e incentivos puntuales, al no disponerse de estudios en completos de las potencialidades de las fuentes de energías renovables, no así por el lado hidráulico, pues sus potencialidades identificadas, son muy grandes, pero con proyectos que tienen dificultades de desarrollo, pues las fuentes no siempre están cercanas a los centros de carga y con ello, pierden la calificación de GD, por lo su elevada inversión para conexión.

El modelo de negocio y la sugerencia de análisis financiero en base a los estudios técnicos y los precios preferentes, permitirá definir la viabilidad del proyecto, sin embargo en el momento de analizar modelos de integración por servicios auxiliares adicionales, ya no se dan preferencias o señales de estímulo.

Para los aspectos técnicos de interconexión se ha establecido el libre acceso, pero todos los estudios de conexión y costos de inversión relacionados son a su cargo, sobre todo si no hay capacidad disponible en la red, estos adicionales incrementan los costos del activo y marginales.

Al momento de hacer el contrato de conexión, no hay modelos en que basarse y el tratamiento es similar al contrato de generación convencional para conexión al sistema nacional de transmisión y las normativas no han visto aún la parte de la red activa, condiciones de calidad de servicio y los aspectos de adaptabilidad de la red a la

condición de sistema activo.

Se plantea una revisión de la normativa norteamericana como ejemplo que acumula mucha experiencia, y luego considera la comparación con la normativa de la unión europea. Adicionalmente se revisaran las regulaciones y resoluciones del ente regulador ecuatoriano, a fin de proponer una solución y propuestas tanto de análisis económico como regulatorio, para que sean consideradas como oportunidades de desarrollo para su aplicación al caso ecuatoriano.

Otro objetivo fundamental será tener un procedimiento que detalle los requisitos de conexión por parte del Generador, identificando los estudios a realizar en tres proyectos en el sistema eléctrico CENTROSUR, las mejoras en redes existentes, determinando, incluyendo los equipamientos y las filosofías de protección.

Otra tarea importante será detallar los requisitos y ensayos de puesta en servicio y los ensayos periódicos a realizar durante la explotación de la GD. Por último, se desarrollan los conceptos básicos a tener en cuenta en la explotación de las redes del Distribuidor que tiene conectada Generación Distribuida.

Finalmente se analizan aspectos y desafíos de la integración de los recursos de la GD dentro de los sistemas de potencia existentes, evaluando las necesidades actuales de la GD de interconexión a la red y también comparando los enfoques relativos a la regulación que deben adoptarse para el Ecuador.

4.1. CALIDAD Y CONDICIONES TÉCNICAS

Las principales condiciones técnicas de conexión de la GD están en relación con la confiabilidad y calidad del suministro, así como con las protecciones, la medición, y los protocolos de funcionamiento de la conexión y desconexión en isla y como también la gestión de la potencia reactiva. La regulación de voltaje, parpadeo (flicker), los armónicos y tensiones de inyección de corriente continua, son claves para determinar la calidad del suministro.

Los problemas de protección dependerán del tipo y la ubicación de la instalación de GD y de las características de la red, por lo que requiere una buena comunicación entre el desarrollador del proyecto GD y los proveedores de servicio de red durante el proceso de diseño.

4.1.1. LA GD VISTA DESDE LA CONFIABILIDAD [2]

En el trabajo *“Distributed resources and electric system reliability”*, Richard Cowart hay tres puntos de vista a considerar en búsqueda de la confianza de la Generación Distribuida:

- El punto de vista de clientes individuales;
- Luego el de un grupo de clientes y su compañía local de distribución; y
- El del mercado como un todo y los operadores del sistema.

Es posible destacar algunas formas por las cuales la GD puede ejercer una influencia efectiva y generar la confianza en su aplicación y desarrollo:

- Aumentando la calidad de la energía y asegurando suministro sin interrupciones. La GD puede contribuir para la calidad de la energía en áreas congestionadas, al extremo de redes con tramos largos, y en zonas donde se exige una elevada calidad de energía.

- Pero también se puede proveer capacidad de generación local bajo el control de clientes que demandan condiciones de servicio con cero interrupciones, algo difícil de conseguir por la vulnerabilidad natural de los sistemas en especial si son predominantemente conformados por redes aéreas.

Pero podrían haber clientes que puedan o deseen instalar la GD en al lado de su medidor, usualmente se lo requiere hacer por una combinación de tres razones:

1. Desean obtener una reducción de costos,
2. Obtener un aumento en la calidad de energía
3. Aseguran mayor confianza.

Entre otros motivos que puedan justificar su aplicación, están la reducción de costos cuando están presentes altos valores de tarifas por demanda y la energía en horas pico, las cuales se cumplen para los segmentos industriales y comerciales.

La GD puede desempeñar también un papel importante como generación de emergencia en el caso de interrupciones debido a accidentes naturales, evitando largos periodos sin suministro de energía.

4.1.2. LA NECESIDAD DE MARCOS REGULATORIOS ACTUALES Y CONSECUENTES CON LOS ESQUEMAS CENTRALIZADO VS. GD

Históricamente, en todas las regiones y en diferentes épocas económicas, los marcos regulatorios se implementaron con estructuras tarifarias enfocadas en el sistema de generación convencional, en sistemas pasivos.

Pero en muchos de los marcos regulatorios actuales, aún no se reconocen los verdaderos aportes y ventajas de la generación distribuida, como es el caso de varios de los países latinoamericanos, lo que hace parecer a la GD como un tipo de alternativa poco competitiva.

De hecho, un marco regulatorio que no reconozca las diferencias que existen entre la generación centralizada y la generación distribuida, con disposiciones de control y gestión en una sola unidad, no reconoce el valor agregado de la GD.

Más aún, hay casos en que se la penaliza obligando a la GD a que compita en relación a los costos marginales, los que necesariamente son mayores, entre otras cosas por típica asociación con las economías de escala. Entonces es esencial que se genere un marco regulatorio que reconozca los costos y los beneficios reales del sistema para la operación conjunta de ambas alternativas y así se asignen los recursos de forma eficiente. [2]

REGLAMENTOS Y LA INNOVACIÓN DE LA RED

Cuando se trata de la aplicación de estas tecnologías, los DER (Recursos de energía distribuidos) desempeñan un papel clave. Sin embargo, la mayoría de los regímenes regulatorios ofrecen incentivos para la eficiencia a corto plazo y no a largo plazo en el desarrollo y la innovación, o pero aún no lo especifican. Por lo tanto, muchos operadores de la red (Distribuidoras) están experimentando una aversión al riesgo que resulta en un negocio. La Regulación de la red puede incentivar el desarrollo de conceptos innovadores para aplicación en las diferentes etapas funcionales de la red.

CONDICIONES TÉCNICAS DE CONEXIÓN

La interconexión con la red es un procedimiento complicado que implica la operación de la GD, sincronizada en paralelo. En esta configuración la GD está conectada a la red al mismo tiempo que se está produciendo la energía y en el caso de que la demanda

interna del cliente con cogeneración (o autoprodutor) se complete, cualquier exceso de energía se transmite también a dicha red.

El funcionamiento en paralelo de la GD con la red, es el escenario más complicado en contraste con una aplicación independiente o aislada. La complejidad de la operación de la GD, generalmente depende del nivel de interacción con la red existente.

4.1.3. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA CALIDAD DE POTENCIA

Una situación que tiende a ser común entre los desarrolladores es la creencia que la GD mejorará la calidad de energía, y este potencial se cita como un atributo de valor de la GD. La GD y el almacenamiento de energía se están promoviendo como una respuesta de primera calidad a los requisitos de potencia de alta tecnología o a los clientes con cargas sensibles. Sea o no este un atributo valioso de la DG, su validez depende de las tecnologías específicas, condiciones del sitio y el potencial de interacción con el sistema de distribución.

4.1.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN [3]

Un objetivo clave de la operación y responsabilidad de la empresa distribuidora, es observar que se mantenga la regulación de un voltaje en el sistema. Se requiere de una coordinación cuidadosa y la colocación de reguladores de tensión, como también debe haber cuidado en ver el crecimiento de la carga en el sistema y en la ejecución periódica de estudios de flujo de carga. La figura 4.2 muestra una distribución de porcentaje de rango diario de voltaje, cuyos valores en su mayoría están sometidos a cambios inferiores al 3%, pero una parte considerable sufren cambios de más de 7%.

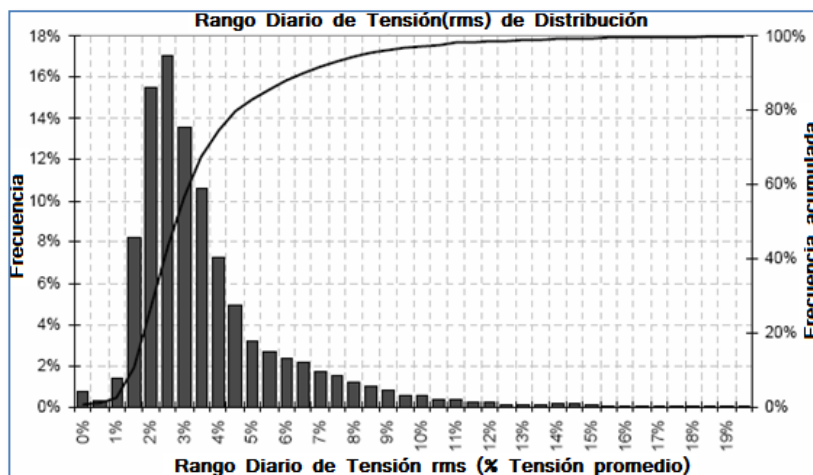


Figura. 4.2.- Cambios % de voltaje diario, producido a consecuencia de ciclos de demanda en el SEP [4]

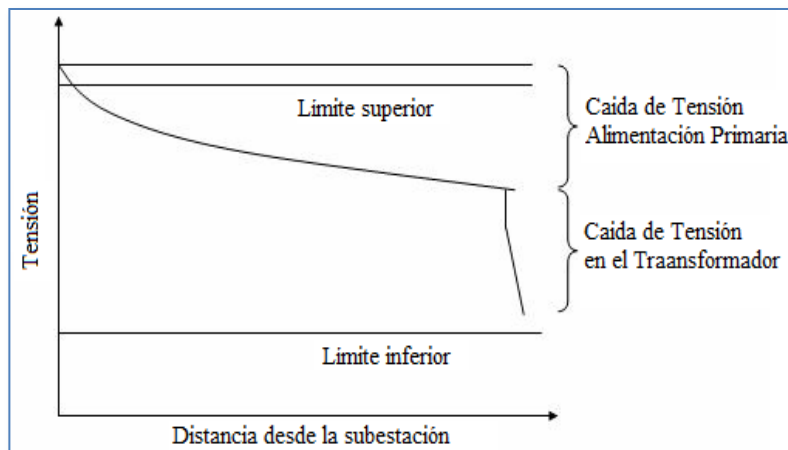


Figura. 4.3.- Ejemplo de perfil de tensión en un circuito de distribución

Las distribuidoras tratan de evitar esta condición, por lo que es razonable suponer que si hay caída de tensión en el primario radial, también implica que la tensión (respecto de la nominal) caerá a través de cada transformador de distribución y de servicio secundario (ver Figura 4.3).

4.1.5. RESUMEN DE LOS IMPACTOS DE LA GD [3]

La GD puede mejorar o al contrario causar problemas con las tensiones. Las principales formas en que la GD puede causar problemas de regulación son los siguientes:

- **Baja tensión debido a la GD aguas abajo después de un regulador automático de tensión:** En condiciones de carga elevada, un generador aguas abajo del regulador, reduce la carga en el alimentador (para que el regulador no proceda a aumentar mucho la tensión). Lo ayuda a mantener baja la tensión aguas abajo del regulador.
- **El alto voltaje debido a la GD:** las tensiones altas que pueden haber a causa del flujo de potencia inversa, para un punto en que la tensión primaria ya es alta, el aumento de tensión puede llevar superar los límites nominales.
- **La Interacción con el equipo de regulación:** Si la GD tiene salida de potencia variable, ello puede ser suficiente para cambiar el sistema flujos de tensión o de corriente, lo cual puede causar un cambio de taps del regulador o una operación de un banco de condensadores conmutables. Del mismo modo, un generador distribuido que tiene como retroalimentación control de voltaje, puede interactuar negativamente con los equipos de regulación de la red.

Sistema Seguidor de Volteje versus las Unidades GD Regulación de Voltaje.-

Ello implica la generación opera sin la intención de regular el voltaje en el SEP; y la GD, simplemente suministra potencia a un factor de potencia real ($FP=1$), casi constante y la tensión en el alimentador cambia de acuerdo a los efectos de la inyección de potencia GD - en otras palabras, la GD no intenta forzar un voltaje determinado, utilizando control de potencia reactiva. El concepto de seguidor de tensión puede ser interpretado erróneamente como que la GD "sigue" a la tensión pre existente en el sistema de distribución y no se va a cambiar el voltaje en el alimentador de ninguna manera.

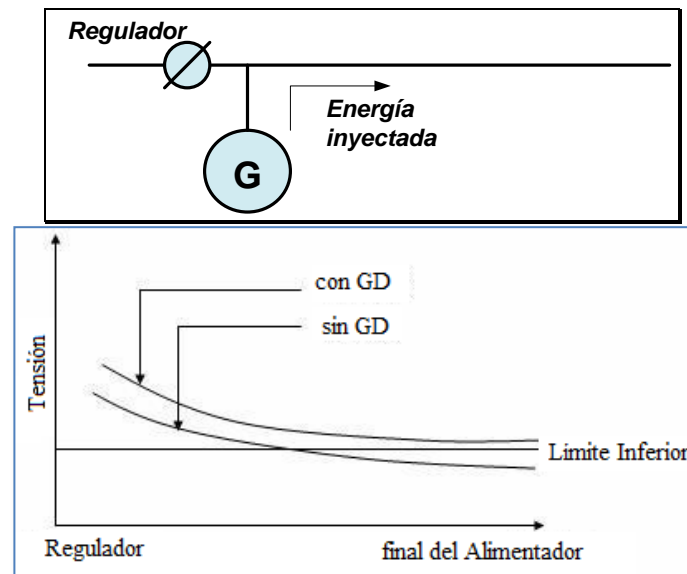


Figura. 4.4.-. GD aguas abajo de un regulador q presenta baja tensión en el extremo del alimentador.

Cuando la GD opera en modo de “regulación de voltaje”, se intenta mantener la tensión en un punto de ajuste constante; y se cumple por el ajuste de la componente reactiva de la salida del generador ya sea para aumentar, disminuir o compensar aumento de tensión debido a la componente de potencia real.

La Figura 4.4 muestra una condición donde un GD aguas abajo de un regulador puede causar baja tensión en el extremo del circuito debido a la utilización del regulador automático. La potencia inyectada por el generador hará que el regulador no actúe para elevar el voltaje tanto como debería. Para determinar si la GD causará un impacto significativo en la tensión, se debe analizar con atención al tamaño, a la ubicación de la GD, los ajustes del regulador de tensión y las características de impedancia de la línea.

Un criterio simple para evitar la reducción de la tensión por debajo que su límite inferior, en circuitos con compensación de caída de tensión, es que puede haber problemas por el tamaño del generador se supera el 10% de la carga en el regulador y cuando la GD se encuentra más cerca del regulador que del centro de carga, entonces será mejor hacer un estudio para investigar la disminución de la tensión en el alimentador y determinar si se requieren acciones para la mitigación.

4.1.6. ALTOS VOLTAJES CAUSADOS POR GD

En el caso de que la GD causa altos voltajes en los circuitos de distribución, sobre todo si se da flujo de potencia inverso. Es posible estimar el efecto de un generador a través de la caída de voltaje por las ecuaciones con flujo inverso de potencia.

La tensión en el generador puede estimarse tomando la tensión más elevada y la adición del voltaje de la pre-falla debido al generador, esta aproximación sustituye al propio flujo de carga. Hay que considerar que no es un modelo completo de la respuesta de la carga con el cambio en voltaje, como tampoco la respuesta del regulador.

La GD que exporta principalmente energía activa, ello causará que la tensión vaya a valores más bajas las relaciones X/R . La porción de potencia real hará que el aumento mayor de tensión se dé cuando la resistencia de la línea sea la más alta. Si la GD está inyectando potencia reactiva como un condensador o hay condensadores fijos hay en la zona, el aumento de tensión es aún mayor. En las circunstancias adecuadas, este

aumento de tensión es beneficioso (soporte de voltaje), pero si se produce aumento demasiado alto o si esto se produce sobre una sección de alimentador donde la tensión ya estaba cerca de la límite superior normal, antes de la GD, crea un problema de alto voltaje (ver Figura 4.5.-).

En el lado de la GD, éste se podría operar de modo que absorbe más potencia reactiva (eliminando los condensadores locales u operando un generador sincrónico). Esto es lo contrario de lo que se hace normalmente y reduce el valor de soporte de la T & D por la DG. Reducir el factor de potencia del generador provoca la caída de tensión debido a la componente reactiva del generador. Esta aplicación puede aumentar las pérdidas en el alimentador, y en consecuencia una reducción efectiva de la capacidad disponible en el alimentador.

La opción de menos costosa para la distribuidora, podría ser la reducción de ajustes de nivel de tensión de los reguladores existentes sin correr el riesgo de baja tensión en el alimentador durante períodos en que la GD está apagada y/o en horas de baja carga. [4] [5] [6] [7].

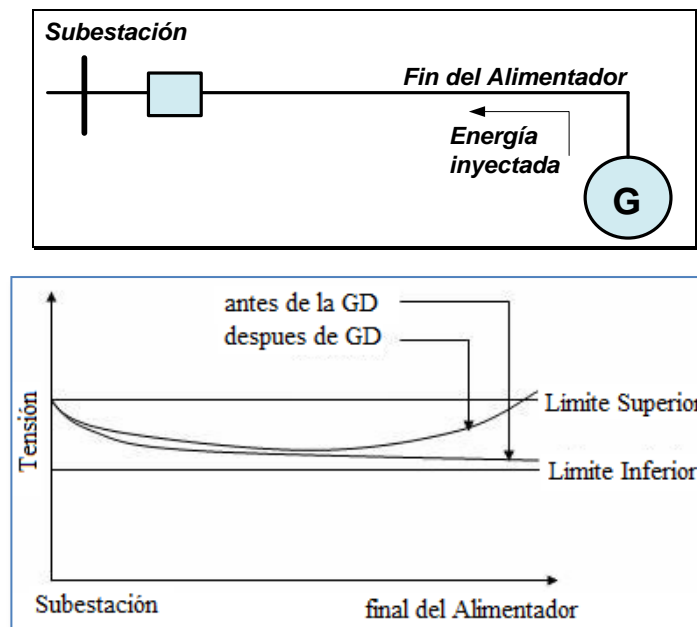


Figura. 4.5.- Perfil de la tensión en el alimentador antes y después de la adición de grandes GD.

4.1.7. CONTROL DE VOLTAJE CON GD

El voltaje (V) en el extremo remoto de un alimentador está determinado por la tensión de la fuente (E) y el diferencia de tensión a lo largo de ese alimentador. Esta diferencia de voltaje (ΔV) es influenciado por diversos factores éstos:

- Resistencia de línea, R
- Reactancia de línea, X
- Flujo de potencia reactiva, Q
- Flujo de potencia real P

Esto resulta en la ecuación de caída de tensión típica:
$$E - V = \frac{PR + QX}{V}$$

Por lo tanto, las tensiones de red se pueden gestionar en la etapa de "planificación" mediante la alteración de R y X o en la etapa de Planificación operativa el control de P y Q. Es interesante observar que si el generador entrega potencia real (P), al mismo

tiempo que absorbe potencia reactiva (Q), el cambio de voltaje puede ser minimizado. Esto es especialmente cierto en redes que tienen una gran relación X/R (es decir redes aéreas).

4.1.8. **SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE CONTROL DE TENSIÓN [3]**

1. Cambio de Calibre de conductor

El cambio de calibre de circuitos aéreos o subterráneos, mejora la regulación de tensión y es el resultado directo de la menor resistencia de la red, y por lo tanto puede aumentar la potencia de la GD a ser conectada.

La introducción de las nuevas filosofías de diseño de la red puede y debe ser considerada en la perspectiva a largo plazo:

- a) El incremento de la extensión de las redes de tensión superior, combinado con el mayor uso de más nodos y de transformadores más pequeños.
- b) Extender el grado de control de la tensión dentro de las redes, posiblemente hasta la red de BT.

2. La alternativa de construir una línea o red dedicada

La construcción de una línea dedicada para la conexión de la generación de los clientes; podría tener sus ventajas, cuando la densidad de carga es baja en relación con la generación de recursos locales distribuidos. La ventaja de esta disposición es que los clientes de carga normales no están sujetos a la tensión y a las condiciones derivadas de la generación. Estas redes pueden ser particularmente aplicables en los sistemas rurales con pocos clientes de carga baja, para la potencial generación de muchos clientes en forma de parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y sistemas de biomasa.

La red diseñada específicamente para las necesidades de la generación distribuida, es solución con baja dificultad técnica, pero puede ser una opción costosa.

La diferencia entre la capacidad de generación y la demanda adyacente determinará si hay algún cambio significativo en los perfiles de tensión aguas arriba.

4.1.9. **CONTROL DE POTENCIA REACTIVA EN EL GENERADOR**

El control de potencia reactiva es una técnica comúnmente usada en redes de transmisión para mantener los perfiles de tensión a lo largo de una línea. En general, las líneas de transmisión tienden a ser más larga que las líneas de distribución y sus relación X/R es más alta. Esto significa que ello no es tan eficaz dentro de las redes de distribución, pero sin embargo puede proporcionar algunos beneficios; que es una práctica normal para los operadores de red que requieren generadores distribuidos para mejorar el factor de potencia.

El control de potencia reactiva de la generación convencional puede estar como solución en el generador distribuido, o en el punto de conexión de varios generadores distribuidos a la red. Pero también los bancos de condensadores y reactores conmutados o los cambiadores de tomas del transformador se pueden utilizar, dando una amplia gama de opciones.

La solución resulta en una menor restricción en la generación, aunque la reducción depende de la capacidad de potencia reactiva y el tamaño del generador. Los costos de conexión del generador con relación a la capacidad adicional conectada, se puede reducir para generadores pequeños y medianos. Para los generadores de mayor capacidad, la eficacia de la solución es limitada.

4.1.10. CONTROL DE POTENCIA REAL DEL GENERADOR

El control de la potencia de salida del generador puede ser una manera de permitir que más generación sea conectada, para aumentar el rendimiento global al hacer un desarrollo con análisis financiero. Si el nivel y la frecuencia de recorte del generador son relativamente pequeños, entonces esto puede ser una solución muy atractiva. En principio, el control de potencia real podría llevarse a cabo en "tiempo real", aunque también se podría lograr más fácilmente mediante un control estacional simple.

Considerando que hay que tener en cuenta las consecuencias para el mercado en condiciones de restricción energética. La restricción de las salidas de más de un generador local añade flexibilidad y complejidad. Por ejemplo, la gestión de los generadores distribuidos que compiten por la capacidad de red disponible, aumenta la complejidad, pero las opciones disponibles (es decir, que generador de recorte de picos ingresa, en qué medida y cuándo) lo cual añade flexibilidad.

4.1.11. NORMAS DE INTERCONEXIÓN EN USA Y EUROPA

Las normas de la interconexión, han pasado de una fase de desarrollo a una etapa intermedia de madurez con la versión 1547.2 de 2008, publicada en abril de 2009, la cual cubre diversas prácticas en los tipos de tecnologías de GD, sus tamaños y configuraciones. Las pequeñas centrales de fuentes alternativas y/o renovables, tales como microturbinas, pilas de combustible, solar, eólica, motores alternativos y turbinas de gas pueden proporcionar importante energía adicional para satisfacer los picos de carga.

En los Estados Unidos, por ejemplo, los recursos de la GD, o generación de sitio, cubren más del 30% de la capacidad instalada. Esta tendencia es probable que se acelere por la desregulación de los mercados de la energía eléctrica que está finalizando y que las distribuidoras empiezan a darse cuenta de que la GD efectivamente puede diferir el costo de capital de inversión, reducir los costos de mantenimiento de su infraestructura y mejorar el rendimiento de la red.

COMO HAN SURGIDO LAS NORMAS DE INTERCONEXIÓN EN USA.-

A partir de la publicación de la Ley de Política de parte del ente Regulador de los Servicios Públicos en el año 1978, son varias las normas de interconexión que se habían expedido, para fuentes fotovoltaicas, y otras tecnologías, luego se emitió la normativa IEEE Std. 929-2000 (Buenas Prácticas recomendadas para la interfaz de la distribuidora con la tecnología fotovoltaica (PV)), y se aplica a los agentes residenciales y en otros aspectos de las fuentes interconectadas de pequeña escala, y también otras fuentes que emplean tecnologías también utilizan inversores. Su origen se remonta a 1981 con el estándar IEEE, de Normas de Coordinación Comité 21 (SCC21) para sistemas fotovoltaicos, los cuales se han ampliado para incluir las pilas de combustible, generación dispersa, y de almacenamiento de energía. La normativa IEEE 929 ha sido incorporada en las normas estatales y en la versión correspondiente de la UL-1741.

En 2002, aparece el primer inversor trifásico a gran escala; y el grupo UL genera la serie de normas 1741, en la construcción y de seguridad eléctrica del NEC o NFPA 70.

La FERC (Federal Energy Regulatory Commission) emite en octubre 2001 la regulación para interconexión de generación eléctrica denominada NOPR (Notice of Proposed Rulemaking - Interconnection of Electric Generation); y como un complemento a ello

también la Fast Track (Ruta rápida) para pequeños generadores. Para luego completar y dar continuidad a este proceso con los siguientes elementos o directivas, pero partiendo de la integración de un cuerpo colegiado denominado “Comisión Asuntos Norma Estándar para interconexión de pequeños generadores”, que con su accionar facilitará el desarrollo de la infraestructura necesaria para la incursión de la GD, entre estas acciones se destacan:

- Standard Interconnection Agreements & Procedures for Small Generators (Under 20MW)
- Updated Documents, current as of Order No. 2003-C
- Order No. 2006-B (RM02-12-002) Order on Clarification
- Small Generator Interconnection Procedures (SGIP) (effective August 26, 2006)
- Order on Rehearing, issued November 22, 2005 Order No. 2006, issued May 12, 2005

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) es la asociación nacional que representa a los miembros de la Comisión de Servicios Públicos del Estado, que regulan a las empresas de servicios públicos básicos, entre ellos la energía eléctrica, las telecomunicaciones y el agua. Fundada en 1889, para emitir criterios fundamentados e influir en las políticas públicas, compartiendo las mejores prácticas y promoviendo soluciones innovadoras para mejorar las regulaciones de los servicios básicos.

En julio de 2003, la Comisión publicó una regla final para instalaciones de más de 20 megavatios (Ordenanza N° 2003). Así como la regla sobre Normalización de acuerdos de interconexión del pequeño generador/productor y sus procedimientos, se hizo efectiva 60 días después de su publicación en el “Federal Register”. Las organizaciones regionales de transmisión (RTO) y los operadores independientes del sistema (ISO) las aplicaron a partir de los 90 días siguientes.

La situación sobre temas pendientes en el sistema eléctrico ha dado oportunidad a que las tecnologías respetuosas del medio ambiente y la GD, con una fuerte tradición de defensa del medio ambiente, que lograron la aprobación de las leyes que aplican los beneficios para la financiación de energías renovables y tecnologías de generación en pequeña escala.

4.1.12. SERIE DE NORMAS P1547 IEEE (Institute of Electrical & Electronic Engineers.) [8] [9]

El 25 de junio de 1998, el grupo de la IEEE de normas, emite las normas necesarias frente a los requisitos de los sistemas de energía distribuidos (DER). De aplicación que incluye la GD y el almacenamiento de energía, con denominación oficial “IEEE SCC21”, relativa a: Pilas de Combustible, Fotovoltaica, Generación Dispersa y Almacenamiento de Energía.

El proyecto de IEEE para normar las actividades interconexión se discutió por primera vez en la reunión de enero de 2001 como base del desarrollo la normativa P1547, y los proyectos complementarios fueron aprobadas por el IEEE y ahora se ha designado en virtud de la serie P1547 de las normas de interconexión (Fig. 4.7).

Se introdujeron nuevas definiciones para aclarar las entidades involucradas en el proceso de interconexión. En primer lugar, los RD (recursos distribuidos) se definen como todas las fuentes de energía eléctrica, incluidas las instalaciones de

almacenamiento que no están necesariamente conectados al sistema de potencia y la GD es un subconjunto de DR. En segundo lugar, la zona SEP se define como Área de Energía Eléctrica y el Sistema Local SEP se define como un sistema de energía eléctrica totalmente contenido en una sola premisa de un grupo. Además de los PCC (punto de acoplamiento común), se presentó un "punto de conexión DR", que es el punto de que una instalación de la GD está conectado eléctricamente a SEP.

P1547 Ámbito de aplicación. Se establecen criterios y requisitos para la interconexión de los recursos distribuidos (DR) con el sistema eléctrico de potencia (SEP- EPS).

Propósito. El documento se presenta como una norma para la interconexión uniforme de Recursos distribuidos con el SEP. Proporciona las prescripciones aplicables al rendimiento, el funcionamiento, las pruebas, la seguridad y la del mantenimiento de la interconexión.

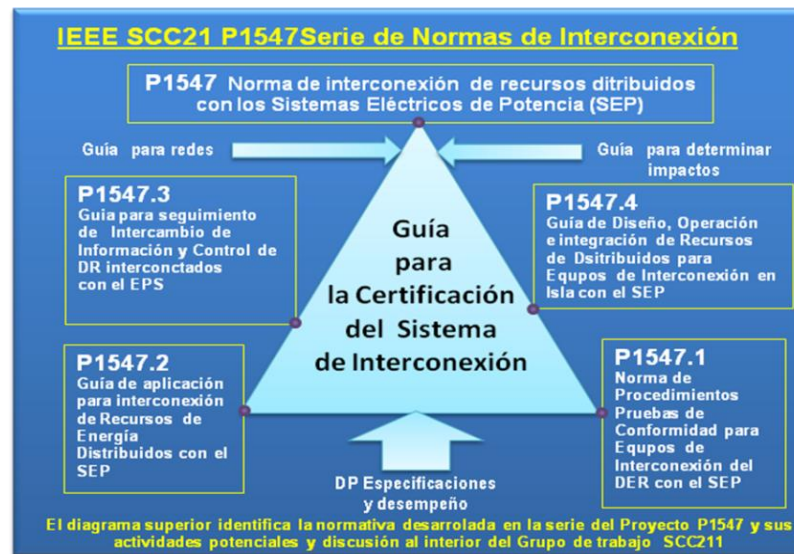


Figura. 4.6.- REF: IEEE P1547 Series of Standards for Interconnection. [9]

4.1.13. CONDICIONES BÁSICAS DE INTERCONEXIÓN.- PROTECCIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL.-

Las principales tareas técnicas de la interconexión, se centran en solventar adecuadamente la interfaz de los recursos de la GD con los sistemas eléctricos existentes, de manera confiable, segura y rentable.

La complejidad y la interacción entre la GD y el sistema de distribución o SEP, se lo identifica en cuatro áreas, que son las siguientes:

- Aislado, no hay ninguna fuente en la red
- Aislado con transferencia automática
- Interconexión de la red, sin la exportación de energía
- Interconexión de redes, flujo de potencia bi-direccional.

CONDICIÓN DE LAS PROTECCIONES

Las protecciones merecen un análisis por separado, pues su objetivo es la protección del sistema de potencia, detectando una condición de fallo (quizás debido a un rayo o falla del equipo) y así aislar la sección fallada lo más rápido posible, mientras se restaura el normal funcionamiento para el resto del sistema.

La conexión de GD a una red de distribución introduce una fuente de energía y ello puede aumentar el "nivel de falla" en la red lo que puede complicar la detección y aislamiento de fallas. En una red urbana típica, la GD puede estar conectada a niveles de tensión que van desde la baja tensión (120-240 V monofásica) hasta los valores de subtransmisión (69 kV y otros). Las condiciones de conexión en la subtransmisión son complejas, pero son analizadas previamente, mientras que las conexiones a baja y media tensión (en el orden de cientos de voltios y los kilovoltios), pueden ser más difíciles de resolver, sobre todo si implican inyecciones netas en la red. [6]

El objetivo de los estudios y diseño de las protecciones, en presencia de GD es para mantener el nivel pre-existente de fiabilidad de la red, así como la seguridad y la calidad, en coordinación con protección de la red existente y dar un respaldo de seguridad razonable. Los ingenieros de protecciones recomiendan el uso de una protección dedicada, con dispositivos de calidad para el sistema de distribución en lugar de confiar en los equipos de control de la GD que se utilizan en el funcionamiento normal.

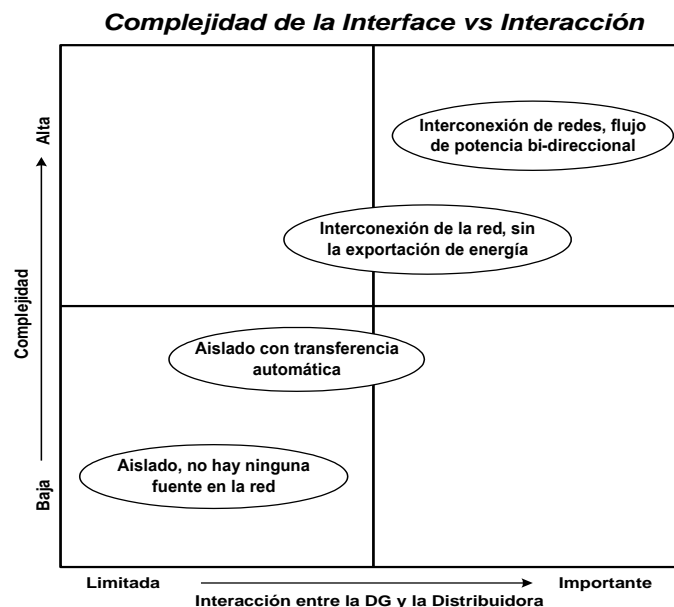


Figura. 4.7.- Complejidad e interacción entre la GD y el SEP

Debido a que cada instalación GD implica una combinación única de generación y los factores del sistema, la protección debe diseñarse para cada proyecto, y plantearse lo antes posible en el diseño del proyecto, a fin de obtener todas las condiciones de equipamiento del proyecto.

El grafico es un ejemplo de cómo, con la ayuda de un diagrama unifilar, se establece la conexión de la GD con la red, la cual puede ser más o menos compleja.

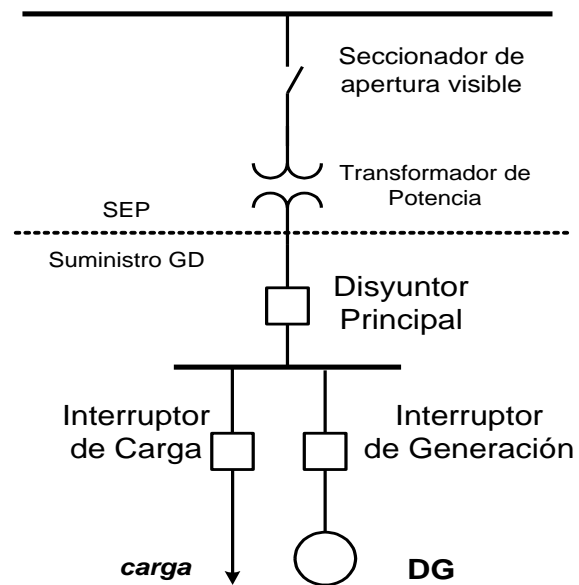


Figura. 4.8 la interconexión típica en diagrama unifilar

La Figura 4.10 muestra la evolución de la complejidad de las interconexiones del GD, desde el caso aislado hasta la entrega total al SEP, generación embebida en el SD.

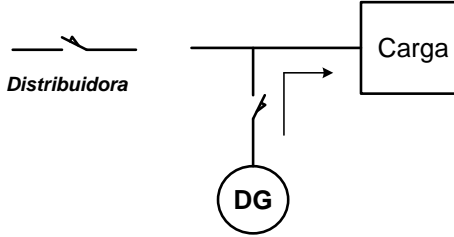
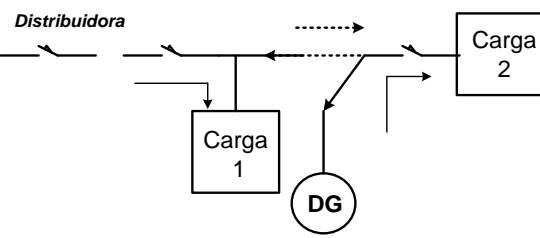
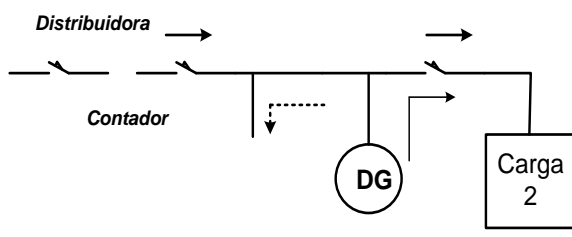
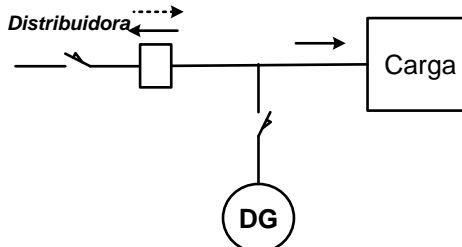
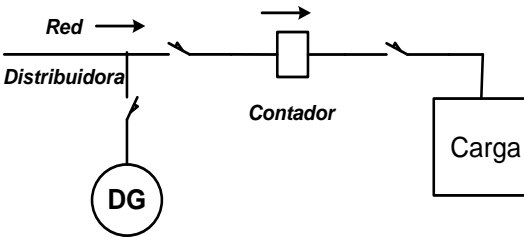
CONFIGURACIÓN	TIPO	COMPLEJIDAD
<p>1.</p> 	<p>Red-desconectada</p> <ul style="list-style-type: none"> La GD entrega energía a todas las cargas completamente aislada de la red. El distribuidor no provee respaldo o potencia suplementaria 	Baja
<p>2.</p> 	<p>Red-conectada/no paralelo</p> <ul style="list-style-type: none"> La GD entrega energía a la carga 2 en picos, respaldo. El distribuidor provee energía a la carga 1 y ocasionalmente a la carga 2 	
<p>3.</p> 	<p>Red-conectada/en paralelo/sin exportar</p> <ul style="list-style-type: none"> La GD entrega energía de base o respaldo a todas las cargas. La DG no exporta energía a la red. El distribuidor provee respaldo o potencia suplementaria. 	Media
<p>4.</p> 	<p>Red-conectada/en paralelo/ exportando potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> La GD entrega energía a todas las cargas y exporta energía. El distribuidor provee respaldo o potencia suplementaria. 	Alta
<p>5.</p> 	<p>Distribución del lado de DG</p> <ul style="list-style-type: none"> La GD entrega energía a todas las cargas, en picos, carga base, respaldo de potencia para el distribuidor para suministro al consumidor. 	Alta

Figura. 4.9.- Diferentes Configuraciones de interconexión por su Complejidad

Con base en la normativa IEEE 1547, los requisitos de interconexión Típicos de la GD, la adición de un recurso distribuido al sistema de distribución puede cambiar el sistema y su respuesta.

REQUISITOS Y LIMITACIONES

Los criterios y requisitos son aplicables a todas las tecnologías de recursos distribuidos y a las tensiones primarias y secundarias de los sistemas eléctricos de potencia. La instalación de la GD en los sistemas eléctricos de tensión primaria y secundaria radial es el énfasis principal de la IEEE. Los requisitos se pueden cumplir en el punto de

acoplamiento común (PCC), aunque la ubicación de protección dispositivos, pueden no estar en el PCC.

La figura 4.11 ilustra la relación de los términos de interconexión del sistema para el propósito de los requisitos típicos.

Punto de acoplamiento común (PCC).- es la frontera GD-SD, se usará para referirse al punto en que las instalaciones eléctricas o los conductores del propietario de los cables están conectados a las instalaciones del productor de energía o los conductores, y donde cualquier transferencia de energía eléctrica entre el productor de energía y el cable Propietario se lleva a cabo.

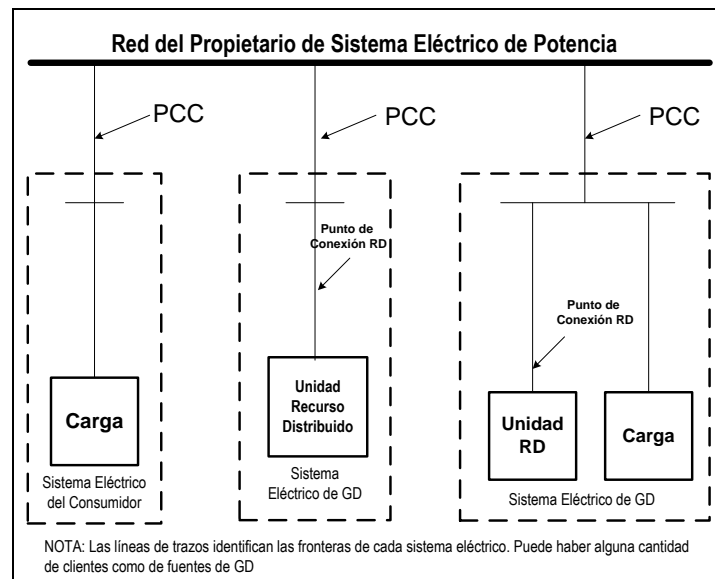


Figura. 4.10.- Relación de las condiciones de interconexión [10]

4.1.14. COMPARACIÓN DE LA NORMATIVA DE INTERCONEXIÓN DE LA GD EN AMÉRICA Y EUROPA [11]

El potencial de crecimiento de la GD se ve obstaculizado, en parte, por la actual falta de requisitos y/o la unidad criterios sobre las disposiciones y políticas para llevar a la práctica una interconexión eficiente y confiable. La mayoría de las empresas de generación y/o centrales eléctricas en ambos lados del Atlántico ya cuentan con varias directrices para el acceso, pero estas pueden variar de manera significativa por lo que los emprendedores desarrolladores de la GD, requieren cumplir varios pasos para certificar su equipo en las diferentes regiones, lo que puede sumar los costos del proyecto, e incluso desalentar que los proyectos se desarrollen en el futuro.

a. REGLAMENTO TÉCNICO DE INTERCONEXIÓN DE LA GD, PERSPECTIVA EUROPEA.-

La liberalización del mercado del Reino Unido para la generación, transmisión y distribución se posibilitó a raíz de la Ley de la Electricidad (EA) de 1989. El objetivo de esta ley ha sido eliminar el monopolio estatal sobre la generación y distribución de electricidad e introducir la competencia mediante la división de la industria entre sus principales mandantes y etapas funcionales. Las empresas generadoras privatizadas venden electricidad a los distribuidores a través del "Pool de energía del mercado".

La Generación Distribuida de pequeña escala o la Generación Embebida, ya como se la llama en el Reino Unido, se rigen por el G59/1, documento elaborado con auspicio de la

Asociación de Electricidad.

La regulación G59/1 cubre los requisitos para la conexión al sistema público de distribución por debajo de 20 kV y con potencias menores a 5 MW, que cubre la mayor parte de las soluciones de GD bajo la presente consideración. Las implementaciones prácticas de estos requisitos se dan en la ingeniería de requisitos técnicos ETR-113 también desarrolló bajo los auspicios de la EA. Estas aplicaciones se dividen entre las de bajo voltaje (LV) y de alto voltaje (HV). Estos están limitados por 1000Vac fase –fase o 600 VAC entre fase a tierra. La seguridad, la protección y puestas a tierra, son los principales temas de relieve en el documento anterior.

No hay requisitos específicos de calidad de energía y sólo se especifican los requisitos limitados a la electrónica de potencia de los equipos de conversión potencia. Como puede verse en la Tabla 4.1, los requisitos de las protecciones se definen en función del tamaño del generador:

Protection required for the Electricity Board Network	Permanent Parallel Operation					Short Term 'Test' parallel operation (5 min max)			
	HV Generators		LV Generators			HV Generators		LV Generators	
	No Export	Export	S	M	L	No Export	S	M	L
			<150 kva	150-250 kva	>250 kva				
Under/Over Voltage & Frequency	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Loss of Mains	√	√		√	√				
Overcurrent	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Earth fault	√	√		√	√	√		√	√
Reverse Power	√	√			√				
Directional Overcurrent	√	√			√				
Neutral Voltage Displacement	√	√		√	√	√		√	√
Parallel Limit Timer						√		√	√

Tabla 4.1 .-Requerimientos de protecciones de generadores privados a conectarse a la red de distribución.

Algunos de los principales requisitos especificados en el G59 para la interconexión a la red en el Reino Unido son:

Tensión y la protección de frecuencia.-

- Sobre tensión: +15% y -10% tensión nominal de del sistema.
- Límite de Sobre frecuencia: 50,5 Hz.
- Límite inferior de frecuencia: 47 Hz

Pérdida de protección principal.-

La pérdida de la protección de la red puede consistir en una de las siguientes coberturas:

- Potencia inversa,
- Desplazamiento de tensión de neutro,
- Direccional sobre corriente,
- Direccional baja corriente,
- Tasa de cambio de frecuencia,

- Cambio del factor de potencia,
- Cambio de tensión de vector de tensión controlada por corriente

Equipo de sincronización.-

- Todos los puntos de conmutación deben ser dotados de equipos de sincronización o de enclavamiento para evitar que fuera de fase intente conectarse en paralelo.

Interruptores puesta a tierra del neutro.-

- La instalación de GD debe tener un sistema de tierra, sin embargo para prevenir la operación con sistema multi-aterrado al estar en paralelo con la red eléctrica, debe estar dotado de interruptores de bloqueo mecánico o eléctrico en el neutro del sistema y/o conexiones de neutro a tierra.

b. NORMAS TÉCNICAS DE INTERCONEXIÓN GD EN USA. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES.

Como ya se refirió, varios estados han generado sus propias normas a la espera de complementarlas con la de la IEEE, pero la mayoría de las condiciones de interconexión se rigen por uno o más de los siguientes principios:

- La instalación de la GD se plantea evitar todo riesgo para la seguridad a otros clientes, el público o para el personal operativo y estará equipado con equipo de protección que evita que el generador de estar conectado a un circuito sin corriente propiedad de la utilidad de acogida.
- La instalación de la GD no debe comprometer la confiabilidad o limitar la capacidad operativa del sistema eléctrico de la distribuidora que la acoge. El instalador de la GD, por ejemplo, es responsable de proteger su propio equipo de manera que las fallas en el sistema de servicios públicos tales como los cortes y los circuitos cortos de no dañen los equipos. Además, este equipo de protección impedirá disparos intempestivos de los interruptores de utilidad de sistema que afecte a la fiabilidad del sistema de servicios públicos.
- La instalación de GD deberá estar dotada de equipo de protección que impida el intento de conexión y funcionamiento en paralelo con el sistema del distribuidor a menos que el voltaje, fase y frecuencia se encuentran dentro de los límites normales.
- Para fines operacionales, la distribuidora requiere que esté instalado un sistema de comunicación en la instalación de la DG. El canal puede ser un circuito telefónico arrendado, PLC, circuito de cable piloto, microondas, u otro medio establecido de mutuo acuerdo.
- Los interruptores de circuito en el punto de interconexión con el sistema de servicios públicos proporcionados por la GD, será capaz de interrumpir la corriente máxima de falla disponible.
- Para la seguridad, el instalador de GD deberá proveer a su sistema de un dispositivo manual de desconexión, bloqueado en la posición de abierto y accesible para el personal de la distribuidora.
- La instalación de interconexión no deberá comprometer la calidad de servicio del sistema eléctrico y las tecnologías asociadas.

Los límites fundamentales de los requisitos de interconexión son los siguientes:

Tensión.- La instalación de la GD deberá ser capaz de desconectarse del sistema de servicios públicos bajo las siguientes condiciones:

State	California		Texas		New York		Vermont (< 15 kW)	
	Levels	Duration	Levels	Duration	Levels	Duration	Levels	Duration
Normal Range	88% - 110%	Continuous	90% - 105%	Continuous	IEEE 929 Limits and Durations (Similar to PV systems)		ANSI C84.1 1995 Limits	
Abnormal range	1	>50% <88%	120 Cycles	<90% >105%				
	2	<50% >137.5%	10 Cycles 6 Cycles	<70% >110%				

Tabla 4.2.- Comparación de límites de tensión anormales.

Tensión de Flicker.- La instalación de la DG no debe causar parpadeo anormal (flicker) de la tensión del sistema del distribuidor más allá de los límites definidos por el "límite de la máxima de irritación Curve" especificados en el estándar IEEE 519-1992.

Las protecciones típicas requeridas por la distribuidora para una instalación de GD conforme a los requisitos se muestran en la Tabla 4.3

Protection	DG Continuous Rating		
	< 10 kW	10 kW – 500 kW	500 kW – 2000 kW
Disconnect switch	✓	✓	✓
Over voltage	✓	✓	✓
Under voltage	✓	✓	✓
Over frequency	✓	✓	✓
Under frequency	✓	✓	✓
Ground over voltage trip		✓ (1)	✓ (1)
Ground over current trip		✓ (1)	✓ (1)
Synchronizing	✓	✓	✓
Reverse Power		✓ (2)	✓ (2)
Power Direction (3)			✓

(1) Depending on the grounding strategy on the DG installation

(2) For a non-exporting facility

(3) Power direction protective function is typically used to disable the under frequency protection in power export mode

Tabla 4.3.-Requisitos de protección de la GD en función de la capacidad instalada.

Un resumen de los requisitos fundamentales y la especificación de pruebas asociadas son los siguientes:

Regulación de Voltaje.- La instalación de la GD no degradará la tensión en el área del SEP más allá de los límites especificados en la norma ANSI C84.1 Rango A.

Las perturbaciones de tensión.- El sistema de interconexión de la GD responde a las perturbaciones de tensión como se recomienda a continuación.

Las pruebas deberán mostrar que la unidad de la GD sale de paralelo de la zona SEP cuando la tensión excede de los límites establecidos en la Tabla 4.4 La prueba puede realizarse mediante una herramienta de simulación o los métodos de inyección secundaria.

Voltage Range (% of base Voltage of ANSI C84.1)	Clearing Time (sec)	Clearing Time (Cycles)
$V < 50$	0.16	10
$50 < V < 88$	2	120
$110 < V < 120$	1	60
$V > 120$	0.16	10

(1) These limits and clearing time are applicable to DG units below 30 kW

(2) For DG units greater than 30 kW, the operator can specify different voltage setting and clearing time to satisfy the area EPS requirements

tabla 4.4.- Límites de disturbio en la tensión.

Disturbios de Frecuencia.- El rango de frecuencia normal es de 59,3 a 60,5 Hz.; las unidades con calificación inferior a 30 kW se desconectarán del SEP dentro de los 10 ciclos, si la frecuencia está fuera del rango normal.

Las unidades con potencia superior a 30 kW se desconectarán del SEP dentro de 10 ciclos, si la frecuencia es superior a 60,5 Hz. Además, la unidad contará con un tiempo ajustable de desconexión si la frecuencia es entre 59,3 y 57, y será capaz de desconectar del SEP dentro de 10 ciclos, si la frecuencia está por debajo de 57 Hz.

La conexión / reconexión.- No será posible conexión o reconexión de una unidad de la GD si el voltaje y frecuencia no están dentro de los rangos de operación: (1) Voltaje de funcionamiento normal entre 106 y 132 sobre la base de 120 V y (2) Frecuencia de funcionamiento normal entre 59,3 y 60,5 Hz.

Sincronización.- El voltaje en el PCC en una unidad de sincronización de la unidad GD se mantiene dentro de + / -5% de la tensión de funcionamiento.

Para la línea conmutada de inversores, como la mayoría de los inversores utilizados en aplicaciones de la GD.

La prueba se llevará a cabo para demostrar que la función de protección está en funcionamiento para detectar la pérdida de sincronismo y que la unidad de la GD se desconecta vaivén de la Zona SEP.

Los requisitos de control.- Las unidades de la GD o en grupos a 250 kVA conectados en el PCC, deben disponer de: sistema de comunicación con el SD, información de estado de la conexión, Datos de potencia activa y reactiva real en el punto de interconexión.

Operación en Isla (Islanding).- La salida de paralelo no intencional de la unidad de GD, obligará desconectarse del SEP dentro de 10 segundos desde la formación de la isla.

Inyección de CC.- La unidad de la GD no inyectará corriente continua que sea mayor que 0,5% de la unidad de la corriente nominal. La unidad GD estará conectada a la parte secundaria de un transformador de aislamiento con una resistencia secundaria en estrella de no más que 1%. La parte principal se activa de las SEP. Bajo estas condiciones de funcionamiento y de la GD en el 100%, el componente de CC de la corriente de salida, se medirá y será inferior al 0,5% de la corriente eficaz.

Armónicos.- Los límites de armónicos se basan en el estándar IEEE 519, la distorsión armónica total (THD) de tensión no será superior a 5,0% de la fundamental, cuando es medida en el punto de interconexión con el sistema de distribución. Para las unidades con la relación de cortocircuito inferior a 20, que es compatible con unidades de GD que se examina. Bajo una carga lineal de equilibrio entre los armónicos de corriente inyectada en el área de SEP en el PCC será el siguiente:

Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)	< 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35	TDD (1)
Percent (%) (2)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

(1) TDD total Demand Distortion (IEEE 519 definition)

(2) The percentage is based on the greater Local EPS load current without the DR unit or the DR unit rated current.

Tabla 4.5.- Límites de distorsión de armónicos de tensión.

4.1.15. REQUISITOS GENERALES DE INTERCONEXIÓN

Cuando el emprendedor del proyecto de generación desea establecer una interconexión en paralelo con la distribuidora, debe acatar los procedimientos formales, lo que asegurará una base técnica sólida para la interconexión activa propuesta.

Los procedimientos técnicos y la aplicación se resumen a continuación, como los principales:

1. Ejecución de la definición del proyecto, en sus etapas de planificación de los activos de interconexión.
2. La elaboración de los diseños definitivos de los activos de interconexión.
3. La aprobación de dichos estudios por la entidad competente, según lo señale el ente regulador.
4. La consecución de permisos de inicio de construcción.
5. La construcción de la interconexión de los equipos según la planificación y el registro de planos durante la fase de aplicación del proyecto.
6. Verificación de las pruebas y puesta en marcha de pruebas de la fase de construcción completa.
7. Acuerdos con el distribuidor y puesta en funcionamiento de la interconexión.
8. Prácticas de operación (Manual de operación), y el registro del desempeño del sistema de interconexión.
9. Operación y mantenimiento de los activos de interconexión durante el periodo de vida o diseño del activo.

A más de las regulaciones que pueda emitir el ente regulador, las compañías eléctricas tienen sus propios requisitos, a cumplir para interconexión de la GD a su red. [12]

Las regulaciones y normativas desarrollan unos requisitos de conexión referidos a:

- a) Sobre Regulación de tensión: corresponde a equipos y procesos que permiten al operador del sistema de distribución mantener una tensión más o menos constante a pesar de las variaciones que se producen normalmente por cambios en las cargas, variabilidad de las fuentes primarias de energía (sol, viento, flujo de agua, etc.).
- b) Integración con la puesta a tierra de la red de distribución: las unidades de GD deben estar conectadas a tierra siguiendo las recomendaciones que les sean de aplicación para evitar sobretensiones a lo largo de la línea.
- c) Desconexión del sistema ante interrupciones en la red eléctrica distribuida: en caso de que se produzca un suceso de estas características, el equipo de GD no puede suministrar corriente, y en consecuencia, energizar la línea de la compañía de distribución. De esta forma, se permite, entre otras cosas, la reposición de la línea del evento que causó la interrupción.
- d) Sincronización del sistema de GD con la red de distribución: la salida de la unidad de generación debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red eléctrica a la que se quiere conectar.
- e) El equipo de GD, similar a cualquier carga en paralelo en la red eléctrica, no puede inyectar armónicos, ni corriente continua, por encima de unos umbrales definidos.

4.2. PROPUESTAS DE IMPULSO A INVERSIÓN Y MODELO DE NEGOCIO.

Algunos de los mitos que en algún momento pueden dominar el escenario de los Recursos de la Generación Distribuida si no está totalmente difundido y tratado [8]:

Mito 1.- Se hace mucho dinero en el mercado de la GD.

Mito 2.- Los recursos de GD pueden instalarse por menos de \$ 500/kW

Mito 3.- Los recursos de GD sustituirán en algún momento a generación centralizada.

Nada más alejado de la verdad en todos los tres casos comentados, pues a lo largo de los primeros capítulos se ha hablado de las tecnologías y costos referenciales, así como de la importancia que aún tiene y tendrá la generación centralizada. Por otro lado se ha visto en el propio caso de Ecuador que a pesar de haberse publicado recientes regulaciones sobre precios preferenciales para las fuentes alternativas que hacen parte de la GD, no se avizora interés en el medio de los inversores, que es estén tratando de aprovechar estas nuevas señales. A nivel regional y global los escenarios son cambiantes y dependen mucho de los precios internacionales de los combustibles, además de que algunas tecnologías requieren un periodo de maduración, a lo que hay que añadir la crisis económica de Europa y USA que han tardado en su recuperación y en el caso de España, uno de los principales emprendedores e inversores en proyectos sobre todo solares, mantiene una situación económica preocupante.

4.2.1. **CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DEL MODELO DE NEGOCIO DE LA GD**

Los potenciales inversores incluyendo las empresas del sector industrial y residencial, las comunidades y las instituciones financieras, entre otras deben estar conscientes de la necesidad de identificar todas las instancias que requiere el desarrollo de un proyecto de GD. El presente subcapítulo recoge la descripción de la experiencia de trabajos que sin ser básicos tampoco se enfoca en un análisis tan técnico, pues éste será el producto final del proyecto en sí, por lo que se persigue es llenar el vacío entre estos dos casos.

EL CONTEXTO

Dependiendo de la fuente de energía primaria es importante identificar en su contexto el estado de madurez cada tecnología de GD para su aplicación.

La mayoría de las tecnologías son vistas como favorables al medio ambiente, por lo que han experimentado un cambio de paradigma real. Esto ha ocurrido debido a la aplicación de algunos subsidios y políticas de incentivos. Como resultado, de ello su costo-competitividad ha mejorado notablemente.

El importante crecimiento mundial del mercado en todos los generadores aplicados a la GD ha impulsado una evolución hacia economías de escala, que sumado a las mejoras tecnológicas constantes y la oferta-demanda, impulsan una importante disminución de los precios.

POTENCIALIDADES DE LAS FUENTES PRIMARIAS

Será necesario hacer con un estudio comparativo de los sistemas versus la disponibilidad de la fuente primaria, por medio de revisar el atractivo sobre otras tecnologías. Es decir cuales son los méritos de los distintos sistemas, por ejemplo:

- Los sistemas de GD hoy en día pueden potencialmente generar una rentabilidad razonable y estable con bajos correlación y riesgo con los mercados financieros.
- Las tecnologías con cierta madurez que emplean fuentes de energía renovables sobresalen por su sencillez. Así como su disponibilidad de equipamiento y la facilidad para predecir la disponibilidad su energía fuente primaria.
- La inversión en fuentes de energía respetuosas del medio ambiente se rigen por otras motivaciones no económicas tales como la sostenibilidad medioambiental, la responsabilidad social, la seguridad energética, etcétera.
- Al invertir en una instalación GD, los empresarios pueden protegerse contra el aumento de los precios de la electricidad de la red pública, pues se aplican concesiones a largo lo que elimina la incertidumbre futura del precio.

- En muchos casos se puede lograr una buena correspondencia entre la generación renovable cercana a la fuente GD, y el consumo, lo que permite 100% de autoconsumo directo. Con ello estos sistemas pueden lograr viabilidad económica, incluso sin ningún tipo de medición/ facturación neta o mecanismos equivalentes.

INCENTIVOS DEL GOBIERNO VS MODELOS DE NEGOCIO

Los esquemas actuales dejan prever que el mercado para la aplicación de la generación de GD proveniente de energías renovables no convencionales, seguirá siendo subsidiado por los próximos 25-50 años, hasta alcanzar la paridad con la generación centralizada. Hoy en día, la mejora significativa de las fuentes de energías renovables tanto en costo como en competitividad harán que éstos sean rentables por sí mismos en un futuro a mediano plazo.

Algunos análisis, en el caso de mercados liberalizados, dan señales que ya es más conveniente para algunos consumidores contar con generación para autoconsumo de fuentes eólicas y fotovoltaicas (FV), para compartir con lo que se compra al mercado.

El apoyo regulatorio sigue teniendo un efecto significativo en el modelo de negocio y la rentabilidad de la instalación y los modelos de negocio van evolucionando en consonancia con el estado de madurez de la tecnología de cada mercado en particular.

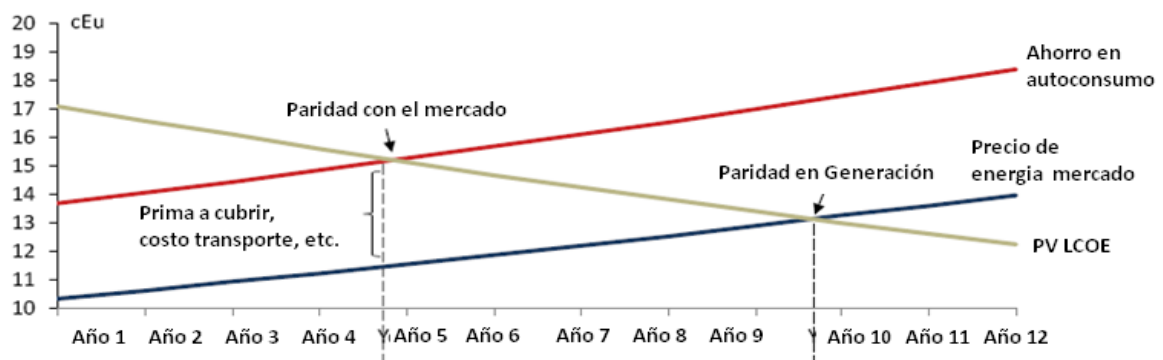
La figura 4.12 muestra la evolución de gastos y costos de la generación fotovoltaica (PV) del mercado y explica brevemente los diferentes regímenes de ayuda de acuerdo con la etapa de desarrollo (es decir, "primero" paridad de red y la paridad de generación).

Es importante tener la comprensión de los principales modelos de negocio para sistemas de fuentes renovables, como PV, Eólicos y otros, que son aplicables a los mercados menos maduros. Estos incluyen, entre otros: los Feed-in tariff (FITs); Certificados de energía renovable con cuotas; créditos fiscales a la inversión (ITCs) y subsidios; licitaciones; acuerdos de compra de energía (PPA) y auto-consumos.

Feed in Tariffs (FITs) Primas o Aranceles

Son esquemas adecuados para fomentar la absorción eficaz de los sistemas de energías no convencionales emergentes. Las principales características de este modelo de negocio son los siguientes:

- Se Garantiza un contrato de precio fijo (indexado a decrecer en el tiempo) por un período de largo plazo especificado y se asegura la compra de toda la energía generada.
- En general, el método FiTs es fácil de implementar y eficaz a corto plazo. Sin embargo, sigue siendo difícil establecer un ritmo adecuado y actualizado para cada tecnología renovable.



Fuente: ECLAREON analysis




<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de primas en el costo unificado LCOE (Levelized Cost of Electricity). es mayor que el precio de mercado y el de ahorro de autoconsumo.  <ul style="list-style-type: none"> • Es un mercado subsidiado, en el gobierno controla los incentivos con el fin de ofrecer rentabilidad razonable a los inversionistas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Auto consumos: El sistema de primas ya no sería necesario.  <ul style="list-style-type: none"> • Sigue siendo un mercado subvencionado con una rentabilidad razonable • No hay expectativas de auge, pero los sistemas GD, PV puede comenzar a atraer a los primeros usuarios con niveles elevados de auto consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • El Sistema de primas ya no es necesario.  <ul style="list-style-type: none"> • El sistema GD sería autosustentable o rentable. • La rentabilidad sigue creciendo conforme el sistema de primas "LCOE" disminuye • Una demanda creciente consumo domestico de energía de la fuente GD se puede esperar.
--	---	--

Figura 4.12 Se ilustra la paridad en los precios de generación y también en los del mercado en la red.

Certificados de Energía Renovable en cuotas

Muy representativo en el sistema de " certificados verdes": Los generadores están obligados a inyectar una cuota mínima de energía en el sistema cada año. Reciben un certificado (REC) por cada 1 MWh de generado, siendo vendidos libremente a los proveedores de energía. La desventaja de REC es que su precio no es fijo, por lo que el flujo de caja del proyecto puede llegar a ser difícil de predecir.

Las deducciones por inversiones (ITCs) y Subsidios

ITC ayuda a reducir la responsabilidad fiscal por la compra de tecnologías calificadas. Operan como un incentivo estable de varios años. Las subvenciones ayudan a reducir la inversión inicial de la instalación y en general dependen de la producción de la estación de GD. Son más eficaces cuando se combinan con otros incentivos financieros.

Acuerdo de Compra de Energía (PPA)

Este precio puede ser indexado y disminuir con el tiempo. El PPA es un acuerdo a largo plazo en el que un desarrollador se instala y es el propietario de la GD y luego vende energía de respaldo para el consumidor a un precio fijo. Como resultado, el dueño de la propiedad recibirá un ingreso constante y estable, mientras que el consumo de energía puede protegerse de la elevación o inestabilidad los precios de la red mediante la fijación del precio a largo plazo.

Autoconsumos

Cuando la generación se vuelve competitiva con los precios del mercado en la red, los consumidores están en mejor situación pues así se consume energía generada en vez de comprar electricidad de la red.

EQUIPAMIENTO E INSTALACIÓN

Es necesaria una visión general de los principales equipos que requiere el sistema GD, como el convertidor de fuente primaria (generador), sistemas de montaje, y los accesorios para conexión a la red. También es conveniente analizar la necesidad de contar con alguna de las tecnologías de almacenamiento.

La empresa contratista de la ingeniería y construcción (EPC) define el diseño óptimo y coordina la construcción. La EPC debe proporcionar una garantía técnica de entre 2-5 años para todo el sistema,

El promotor de la instalación está a cargo de la identificación de los inversionistas, en busca de sitios, manejo de procedimientos administrativos y permisos, así como la organización de financiamiento. Los EPC tienen cada vez más capacidad de desarrollo.

CONSECUCCIÓN DEL PERMISO O CONCESIÓN

Dependiendo de las características de la instalación, tamaño y ubicación, el proceso de permisos para la construcción y operación de una instalación puede tardar entre 1 y 3,5 años. El procedimiento administrativo más importante es la aplicación de conexión a la red, lo que puede tardar de 1 a 6 meses.

	Detalles
Solicitud de conexión a la red	<ul style="list-style-type: none">• Información de características de la instalación. Se deben incluir (plano de situación, los datos técnicos del sistema, información del inversor, entre otros).• Después de la aplicación, se realiza la verificación en la red.
Evaluación de Impacto Ambiental	<ul style="list-style-type: none">• Debe registrarse una evaluación impacto ambiental para el área del proyecto en caso de ser aplicable.
Permiso de construcción y equipamiento.	<ul style="list-style-type: none">• Este permiso debe ser emitido antes de la licencia de construcción.
Licencia de Operación	<ul style="list-style-type: none">• El registro final previo a la operación.

Tabla 4.6.- Pasos para el permiso de Concesión.

DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO O POTENCIA DE GD

El promotor de la instalación hará la evaluación de las etapas preliminares del tamaño del proyecto. Las actividades posteriores generalmente las ejecuta el contratista EPC o el instalador. El dimensionamiento de una planta de GD implica ejecutar diversas tareas:

- Volumen de energía a asignada al mercado o a exportar y para el autoconsumo.
- Revisión de la naturaleza de la inversión, ubicación y características particulares de la fuente primaria.
- Dimensión de acuerdo con el tipo de instalación y la infraestructura disponible para el montaje.

FINANCIAMIENTO Y COSTOS TOTALES DE INSTALACIÓN

- Es necesario hacer estudios para tener la visión general de las alternativas de financiamiento a largo plazo para los sistemas pequeños y medianos de las fuentes de GD.
- Los costos totales de instalación de sistemas en el comercio y terciario pueden depender del mayor componente como es el sistema generador conversor.

PROBLEMAS COMUNES

Las dificultades que pueden surgir en las fases del proceso de desarrollo de un sistema GD, deben ser tomadas en cuenta con el fin de mitigar el riesgo. Ellas incluyen:

- Identificación de los riesgos
- Evaluación y cuantificación de los riesgos.
- Las dificultades y riesgos se reparten en las diferentes instancias del desarrollo del proyecto:
 - 1.- Definición del Sitio: En hallar un predio calificable, la consecución del terreno calificado y en el desarrollo del espacio sobre este
 - 2.- Planeamiento: durante el planeamiento general de factibilidad, en el desarrollo del diseño de ingeniería y en cumplir la logística y organización para el emprendimiento una vez diseñado.
 - 3.- Durante la construcción: en el desarrollo de la obra civil, la instalación de los equipos de GD y en la conexión a la red y pruebas de recepción y de operación.



Fuente: Eclareon investigación

Figura 4.13.- Portafolio de asesoramiento que requiere un emprendedor de GD

CONDICIONES DE PRÉSTAMOS BANCARIOS PERSONAL / EMPRESA

Los bancos prestan dinero sobre la base de la solvencia de la empresa o del inversionista. Por lo tanto, el banco no se vería afectado por una hipotética insolvencia del proyecto, ya que es la empresa o el inversionista que respalda el préstamo.

ARRENDAMIENTO MERCANTIL

Se basa en la firma de un contrato a plazos firmado entre el inversionista y el financista, donde el financista paga los costos iniciales del proyecto y el usuario devuelve el financiamiento a través de una serie de pagos a través de un contrato de arrendamiento.

El financista puede ser quien se apodera de todo el proceso de instalación (estudios preliminares, la obtención de permisos y subvenciones) y operación (ejecuta hasta la vigilancia y mantenimiento) de la instalación GD. A cambio, el usuario se compromete a un pago pre-fijado mensual durante toda la duración del contrato (por lo general 10 a 20 años).

CONCLUSIÓN: ANÁLISIS ECONÓMICO

Que tener en cuenta para completar el análisis económico.

Se procede a realizar un análisis del valor económico actual (expresada Tasa interna de retorno TIR) Datos o entradas podrían ser:

Ubicación, tamaño, vida útil, precio de instalación (llave en mano), tarifa – prima (Feed-in Tariff), Descuento relación de rendimiento, pérdida/descuento de rendimiento anual anual de la tarifa, Costos O&M, costos de seguro, impuestos y la tasa de descuento.

El potencial de ahorro o economía en los sistemas de transmisión y distribución con la implementación de GD, es tan amplio que varía de \$2,00 a \$60,00 en la inversión por cada MWh evitado de producir, o también redunda en la postergación de entrada de nuevas subestaciones. [3] [13]

Según los estudios realizados, aplicados a los sistemas de transmisión y distribución se

detectan pérdidas técnicas del orden de 4 a 7% de la potencia total transmitida, debido a la impedancia de alimentadores y transformadores. Las pérdidas en la distribución pueden reducirse y el potencial ahorro en la inversión para expansión en los sistemas de transmisión y distribución con la implementación del GD es de entre 2,30 y 3,15 dólares economizados por cada MWh producido. [13]

4.2.1.1. **VENTAJAS DE LA METODOLOGÍA QUE SE PROPONE:**

- Permite identificar soluciones y alternativas a la expansión en T&D.
- Lleva a evaluar el impacto económico de varios parámetros propios de los proyectos estudiados
- Facilita una verificación rápida y efectiva en un rango amplio de potenciales alternativas de GD para resolver problemas en T&D

Considerando que el Ecuador, es un mercado pequeño y para ser competitivo, se ha orientado hacia un modelo con integración vertical por medio de la conformación de corporaciones y unidades de negocio, por lo que se ha establecido un mercado de tarifa única, sin embargo no es la excepción y mercados tan grandes como el de México, mantienen una situación similar, al considerar en sus constituciones y políticas de estado, la provisión de energía eléctrica como un bien y servicio estratégico; de manera que la transición al mercado de la energía competitivo es con un modelo diferente al de libre mercado.

Pero hace falta una mayor preocupación sobre la seguridad y fiabilidad de la red, pues aunque parecen estar establecidas las condiciones y políticas de los sistemas e instalaciones, se debe buscar un mayor control sobre la fuente de alimentación. Es por ello que se requiere de un conjunto de soluciones de recursos de generación distribuida, que vayan emergiendo en la red, al momento se han impulsado solamente los sistemas basados en las fuentes hídricas y se ha podido conocer del impulso a contados proyectos de tipo eólico, pero que se espera se generen elementos para la capacitación, conocimiento y difusión sobre:

- Las celdas de combustible,
- Las Microturbinas,
- Motores alternativos
- Turbinas de combustión;
- La cogeneración.

Que sin ser de fuentes renovables continúan siendo utilizados en toda la región como fuente de generación de emergencia.

Hace falta dar la oportunidad al mercado de la GD, pues los distintos sistemas de red, pueden optar por utilizarla para contar con generación segura en el lugar de comprar al mercado único.

En Ecuador no se han emitido Regulaciones específicas, como tampoco hay referencias emprendimientos, y menos aún aparejado del análisis económico de los costos de los riesgos de corte de energía, cuando éstos deben ser en algunos casos una motivación primaria, pero además aumentar la fiabilidad y la calidad de la energía es también un motivo importante.

Como sabemos en base a la Regulación 04/2002 de Calidad de Servicio, aún no se ha pasado de la Etapa I, pues las distribuidoras en crisis no han contado con los recursos tecnológicos como tampoco la inversión necesaria para mejorar sus índices, pero aun

así, de haberse llegado a los valores óptimos, éstos no aseguran la confiabilidad de hasta un 100%, considerando que ciertos procesos de salud, industriales y de servicios que utilizan la energía eléctrica, así requieren.

4.2.1.2. AÉREAS DE DESARROLLO E INVESTIGACIÓN PARA EMPRENDER EN LA GD

Sería muy importante se proceda a desarrollar soluciones de cómo conseguir o hacer un ejercicios de prueba de selección de alternativas entre la inversión en recursos GD versus la inversión en mejoras o repotenciación (construcción) en los sistemas de Transmisión y Distribución (T&D).

La Planificación de las Inversiones en T&D, es una solución puede ser insertada como una alternativa en la planificación de la expansión de las redes, pues puede ser especialmente atractiva particularmente cuando existen tasas inciertas de crecimiento de la demanda o se tienen instalaciones de T&D saturadas o próximas a esta condición.

4.2.1.3. LA PLANIFICACIÓN DE T&D Y LA GESTIÓN DE ACTIVOS

Con el objetivo de Reducir los costos que afectan a los sistemas por la incursión de proyectos GD, en los que están integrados las distribuidoras, así como la fracción de los Inversionistas/propietarios de la industria, comercios. Paralelamente el Estado y autoridades de ministerios de electricidad y de energía así como las entidades reguladoras como son el CENACE y el CONELEC, son parte importante para colaborar en este análisis multidisciplinario. No escapa a este ámbito la empresa de transmisión, que en caso ecuatoriano es TRANSELECTRIC EP.

En este aspecto los retos a alcanzar están en el ámbito de cubrir la demanda creciente del cliente y por otra parte ser capaces de seleccionar la opción más rentable entre lo tradicional como inversión en T&D o la alternativa de impulsar las GD y los DER.

La solución tradicional en la mejora y/o repotenciación en Transmisión y Distribución, esto consiste en:

La adquisición de terrenos, adquisición y montaje de equipo, torres, cables (construcción de líneas), en sistemas de distribución, la expansión y mejoras de las subestaciones.

Pero además se debe prever la inversión en activos no relacionados con los costos: honorarios o cuotas reglamentarias, los gastos por demoras que conllevan establecer los Derecho de vía o Servidumbres de las redes que en países pequeños se vuelven más costosos por la escasez de espacios.

Por el otro lado con los recursos de la GD como una Alternativa, se cuenta con el escenario siguiente [13]:

- ✓ Facilita posibles aplazamiento de la expansión en T&D.
- ✓ Puede proporcionar servicios auxiliares como los siguientes:
 - Soporte de la potencia reactiva y control de tensión.
 - Corrección del desbalance de carga.
 - Reservas operacionales.
 - Soporte de potencia en horas pico.
 - Capacidad de reducir la demanda de los sistemas T & D cumpliendo los requerimiento de los clientes.

Características a analizar para comparación y hacer factible la aplicación de la GD:

- Costos de la GD, Capital (\$ / kW, financiación).
- Explotación o Mantenimiento (fijo y variable).
- Tipos de Combustibles y sus rendimientos.

Cuáles son los beneficios de la GD sobre la expansión de la T&D:

- El aplazamiento de la inversión en expansión de T&D.
- La compra de energía y cargos por demanda, pueden ser desplazados
- Ayuda a la reducción de las pérdidas de T & D
- Permite proporcionar servicios auxiliares.

Estructura de Costos / Rendimiento como Características de la GD:

- Disponibilidad de la generación junto a la carga, o incluso se puede orientar en mayores tamaños hacia los sistema de subtransmisión y subestaciones de la Distribución.
- Selección de horario operación y especial en las horas de pico.
- Son tecnologías nuevas de muy alta eficiencia
- Por su tamaño y Modularidad es de corto tiempo de implementación y permite un crecimiento por etapas o fases.

El Modelo de evaluación de GD y de la T&D, para alternativas puede considerar:

Se recomienda partir del propósito que consiste en comparar los valores y la economía de la utilización de la solución tradicional por medio de la mejora o repotenciación de la T&D, frente a la implantación de los recursos de GD, para acto seguido continuar con la Metodología que podría llevar a una evaluación de los precios a VPN (Valor Presente Neto), para que así comparar entre las dos Alternativas GD y T&D.

Los datos o entradas que se podrían requerir en la Modelación son:

- La capacidad del sistema disponible de T&D existente.
- Características de carga: Pico de carga, Factor de carga (horas anuales de funcionamiento), Tasa de crecimiento de la Carga.
- Costo del Equipamiento y datos de desempeño.
- Hipótesis financieras: como utilidad, financiación, costo social, etc.

Qué ventajas se pueden destacar de utilizar una modelación:

- Ayuda a identificar alternativas de solución a problemas de los sistemas de T&D.
- Permite evaluar los impactos económicos de los distintos parámetros del proyecto.
- Las pruebas o ensayos rápidos y eficaces ofrece una gama de posibilidades de los recursos de la GD para dar soluciones al problema de la T & D
- Mejora la eficacia de los esfuerzos de diligencia debida, apoya opinión prudencia

Los posibles escenarios en función de resultados favorables o desfavorables a la GD, se podrían revisar en el grafico siguiente.

Con la incursión en la GD, por parte de los emprendedores, el crecimiento esperado de la demanda, seria absorbido por ésta y su inyección de potencia actuaría para que la Transmisión no requiera acelerar su expansión, por lo tanto los contratos de suministro entre la distribuidora y el mercado, podrán tener mejoras y reducciones en los cargos por demanda.

De acuerdo al escenario de crecimiento esperado, se presentaría un impacto que permite tener una decisión favorable para la inversión en recursos de GD.

En el esquema grafico 4.12 se puede observar, que hay diversas regiones o escenarios económicos que se pueden presentar en función de los costos de la energía como de los precios de los combustibles.

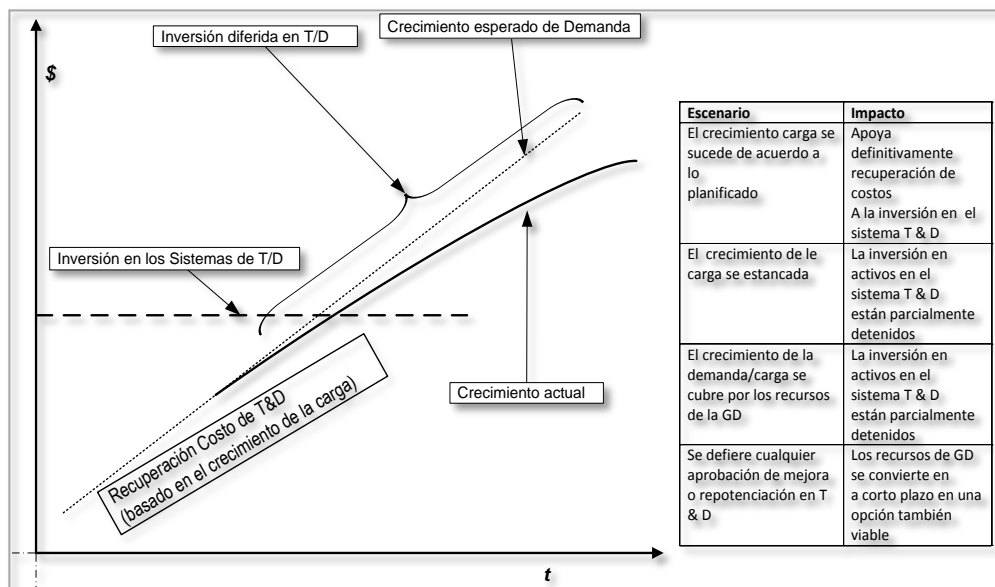


Figura. 4.11.- Crecimiento esperado de la demanda e inversión diferida [13]

Cuál es entonces el Desafío para desplegar o ampliar el uso de los recursos de la GD en los sistemas de T&D:

- Las Tecnologías emergentes deben madurar y otras opciones probadas necesitan mejorar.
- La red necesita ser adaptada y estar lista para recibir los recursos de la GD.
- Los sistemas de Transmisión y Distribución obtendrán un aplazamiento en sus gastos de inversión.
- El Mercado debe valorar los beneficios de origen no eléctrico de la GD.

Los expertos y recomiendan dar los siguientes pasos para que el modelo sea efectivo con resultados consistentes:

- Considerar el desarrollo de un Modelo de estudio económico para uso y aplicación ampliada.
- Nunca dejar de lado los costos indirectos (por ejemplo la legalización del derecho de paso/ franja de servicio, etc).
- Ajustar la base de datos de los costos de transmisión y distribución, así como actualizar los costos de inversión de la GD.

4.2.1.4. IMPACTO DE LA GD EN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE RED

Un aumento de la GD puede causar un impacto en los costos del sistema de distribución que puede resultar en costos adicionales o una reducción del costo/beneficio para el distribuidor.

Si en lugar de aumentar la capacidad de la red, se aplica la modalidad de la gestión operativa, entonces se puede recurrir al control de voltaje, así como la a participación activa de los generadores distribuidos (y consumidores) en la optimización de una mejora en la operación económica del sistema.

La tabla 4.6 muestra una visión de los diferentes modos de regulación de la red.

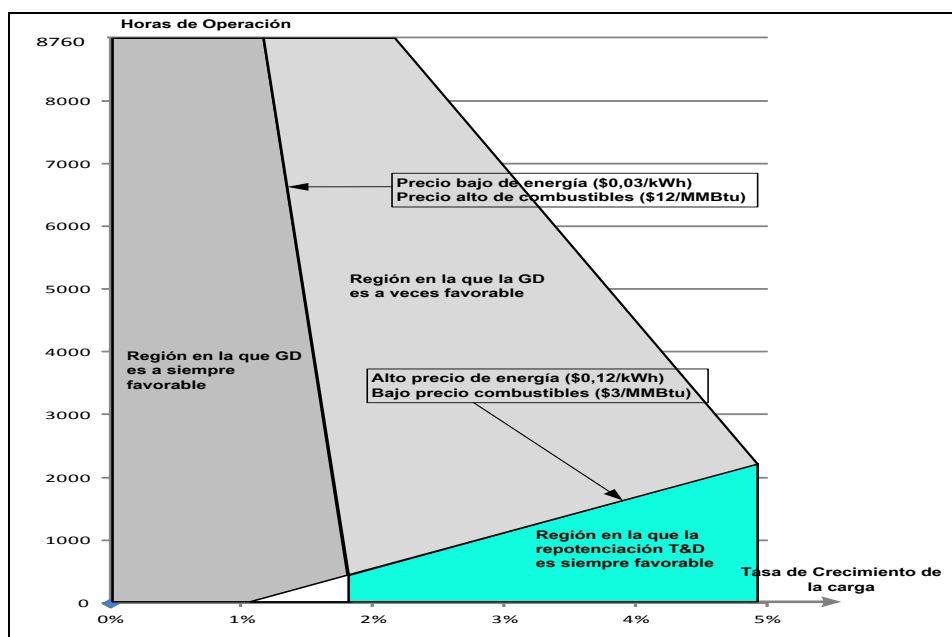


Figura. 4.12.- Regiones de costos de la energía vs tasa de crecimiento de la carga [13]

Por ejemplo en el modo:

1.- Puede estar asociado con la era del monopolio, la mayoría de los sistemas se encuentran actualmente en el modo 2.- En donde se 'Optimizan los activos ', y se aplican mejoras permanentes de eficiencia como enfoque principal. Sin embargo, algunos sistemas se están cambiando al modo de 3.- 'La renovación del sistema', es decir, la fijación en una continua inversión está ganando importancia. Para el futuro, la integración de la GD es mayor en el sector eléctrico cuando migra al modo 4. "Transformar el sistema".

Tabla 4.6 Modos de regulación de la red				
	1. Construyendo el sistema	2. Los activos al límite	3. Renovando el Sistema	4. Transformando el Sistema
El principal objetivo	La construcción del sistema eléctrico, la seguridad del suministro	Reducción de costos (OPEX), eficiencia a corto plazo	Seguridad de suministro, inversión eficiente dentro del sistema existente (como-with like reemplazo)	Apoyo a ciertos Sistemas y sus transformaciones, Por ejemplo, hacia la sostenibilidad, una proporción mayor de RES/DG etc.

Tabla 4.7.- Modos de identificación de regulación de la red. [14].

Además de todo lo anterior conviene comentar y tener presente que la GD influye en tres tipos de costos que se debe reconocer a la empresa de distribución:

- Los costos de refuerzo, son los costos incrementales relacionados con las ampliaciones o mejoras de la red necesarios para integrar la GD en sus distintas etapas funcionales. Es factible considerar dichos costos adicionales como "cero", solo en casos de muy bajos niveles de penetración de la GD.
- Si la GD se conecta con mayor densidad (es decir, más concentrada), este costo será cada vez mayor. Pero si aplica con mayor dinamismo una gestión operativa de red, en la mayoría de los casos, los costos de refuerzo serán menores en

comparación a la gestión de la red una pasiva.

- Con baja penetración de GD, el resultado conduce a una disminución de pérdidas de energía y los costos de compensación de estas pérdidas se hacen más pequeñas. Sin embargo, si hay mayor incursión de GD, las pérdidas de energía incrementarán, pues hay un crecimiento en los costos operacionales. Con la gestión de red activa (DMS) las pérdidas de energía irán niveles más bajos y la tendencia al incremento podrá controlarse en mejor forma.

4.3. **MEJORA DE COSTOS VÍA LA REGULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.-**

Para que sean viables los proyectos de GD, es necesaria la aplicación de incentivos de eficiencia y de asignación de recursos extraordinarios, pues en una economía de competencia la solución se daría por medio de los incentivos económicos de la regulación para las concesionarias de la distribución, este sería un sistema que optimice la que asignación los costos de la GD.

Los regímenes regulatorios actuales con las políticas monopolistas y con tendencia de integración casi no permiten la integración en la red a la GD. Pero revisando ideas y soluciones innovadoras en el mercado de tarifa única, se pueden abordar los problemas y soluciones para la integración ante los crecientes niveles de GD.

El ente regulador puede elegir la aplicación de una ligera compensación ante el impacto negativo con el fin de estimular a los operadores de la red distribución y de transmisión, para que se revierta su comportamiento a favor de la GD.

El marco regulatorio es clave para la elección del modelo de negocio de la distribución ya que con la incorporación de varias fuentes de energías renovables, el cambio en el régimen regulatorio será determinante para establecer en el modelo de negocio entre el distribuidor, el mercado y el emprendedor de GD embebida en la red, es decir, las relaciones contractuales entre dichos agentes y los usuarios finales.

Los elementos a tomar en cuenta por el ente Regulador para generar cambio de paradigmas de los actores hacia la GD⁸:

- Aplicar subsidios, por medio de un nuevo componente de la calidad de la regulación.
- La posible aplicación de un factor en el análisis de referencia de la productividad.
- Aplicar un factor de rendimiento de la GD como parte del procedimiento de evaluación comparativa.
- Subsidios por medio de la fuente de ingresos directa (es posible con la dependencia de la red).
- Incentivos hacia el Distribuidor para que las pérdidas las asuma el Mercado Eléctrico.

4.3.1.1. **PROPIEDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.-**

Para impulsar la implementación de los recursos renovables como generación distribuida, se deben vencer las barreras y las restricciones que se pueden presentar sobre la propiedad de las instalaciones, y en ello representan un papel muy importante las empresas distribuidoras, siendo agentes claves y éstos deben estar abiertos a adaptar sus instalaciones al nuevo marco, pudiendo además aprovechar los beneficios

⁸ Fuente: Regulatory Improvements for Effective Integration of Distributed Generation into Electricity Distribution Networks Summary of the DG-GRID project results Research Project supported by the European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, under the Energy Intelligent Europe (EIE) Programme. ECN-E--07-083 Noviembre 2007

de la GD, ya que al poder incorporarlas dentro de sus procesos de planificación de la expansión de sus redes de distribución, son parte de la solución y no del problema. Entonces se propone, a pesar de la integración vertical que ha tenido el mercado, que se puedan presentar algunos escenarios de propiedad como por ejemplo:

- 1) *Energías renovables de propiedad de la empresa de distribución hasta por una potencia límite estudiada para su requerimientos técnicos.*
- 2) *Energías renovables de propiedad de agentes externos a la empresa de distribución*

Entonces, a pesar de que se ha dispuesto la segmentación de la generación y distribución, disposición que por cierto ha sido cumplida sólo por una empresa de distribución del país y con generación embebida, se ve como una excelente visión que, como en el caso de Chile que aunque aplica un modelo de libre mercado, se podrían restablecer que las distribuidoras, siendo los agentes del mercado con las mejores opciones, puedan tomar esta energía cercana a la carga, y serían las llamadas a desarrollar la GD a mediano y largo plazo, y porque no en asocio en proyectos de riesgo conformando compañías de economía mixta como si lo faculta la regulación de Medios de Generación Renovables no convencionales.

Para comercializar la energía proveniente de la nueva generación renovable, (distribuida) según la Regulación 03/11 no se dice quien hará la oferta o llamamiento si el MEER o CONELEC. En Brasil es la distribuidora quien debe realizar una llamada pública y el monto no podrá exceder a un 10% del mercado consumidor en el área de la concesión.

4.3.1.2. **MODELO DE REGULACIÓN. COMO IMPULSAR LA INCURSIÓN EN GD**

⁹Una situación muy reciente, del último trimestre de 2012 y calificable como señal positiva, ha sido la de promover el desarrollo de proyectos de energía en la modalidad de abastecimiento a la red, mediante GD del tipo intermitente, por parte del MEER, en el campo de la energía eólica, como prueba de ello se ha invitado a grupos inversores especializados, a presentar ofertas para preparar estudios sobre la integración de parques eólicos a la red interconectada nacional, según información recogida por Business News Américas.

Los potenciales postores serían: Electrical System Consultant-Sisener Ingenieros, Servicios Avanzados de Energía y Negocios, y Mercantil Barlovento Recursos Naturales, según lo informado por el ministerio.

La inyección de la generación eólica requiere procedimientos y métodos de evaluación para determinar el impacto de esta fuente de energía en el sistema interconectado, en particular eventuales problemas relacionados con la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro.

Los proyectos que podrían comenzar a construirse en un futuro cercano son Salinas (40MW, provincia de Imbabura), Membrillo (60MW, Loja), Chinchas (51MW), García Moreno (10-15MW, Carchi), El Arenal (15MW, Bolívar) y Minas de Huascachaca (50MW, Azuay).

⁹ **Nota de prensa:** Ministerio prepara conexión de energía eólica *Escrito por Business News Américas*
Jueves, 18 de Octubre de 2012

Las ofertas por el contrato a 90 días deben presentarse el 25 de octubre y la adjudicación está programada para el 9 de noviembre 2012. Sin embargo no se habla de la del tipo de concesión o fuente de inversión, pues se dice que son estudios para integración de las fuentes eólicas, por lo que se deja entrever que sería el propio estado el busque financiamiento y emprenda los proyectos por medio de alguna de las corporaciones públicas de CELEC EP.

4.3.2. ESTUDIO REGULATORIO DE LA GD EN ECUADOR [15]

No existe legislación consistente sobre la Generación Distribuida en Ecuador en ninguno de los cuerpos regulatorios actuales, excepto por las recientes resoluciones e incentivos tarifarios que se han emitido durante el último año, por el ente regulador de Ecuador (CONELEC), que está impulsando la incursión de algunos proyectos de energías renovables fotovoltaicos e hidráulicos con el límite de potencia de 50MVA y que además se ha revisado las Regulación 04-011, que limitaba el 6% de la capacidad operativa.

Se percibe un gran riesgo para las distribuidoras, pues no hay reglas completas para establecer contratos de conexión, al dar libre acceso sobre las instalaciones no se establecen con procesos detallados y claras las responsabilidades del inversor y del distribuidor beneficiado/ afectado. Se deben tener resguardos para no aumentar la condición de monopolio natural de la Distribución, impulsado principalmente por la asimetría de la información.

Como parte de este problema, se identifican algunas señales en las regulaciones en el punto 3.3.1 que si bien dan una visión positiva, no han sido suficientes para que se genere la decisión en los inversores para la incursión de proyectos de pequeños y medianos recursos de generación, que reciban la calificación de GD:

- Se ha establecido un alcance conservador, que si bien cubre un amplio grupo de fuentes primarias alternativas de energía, al mismo tiempo define un límite de potencia de hasta 50 MVA, las fuentes se las define de un modo genérico, no habiendo estudios y recomendaciones para lograr los incentivos que corresponden según el tipo de fuente de energía.
- Sin embargo se abre la participación privada, pero como excepción, para proyectos menores a 50 MVA, de alguna manera esta sería una señal de medio de generación distribuida pero no se hace la calificación específica en esos términos.
- El tratamiento preferente de generador no convencional le permite el emprendedor acogerse a precios especiales (Tabla 1), actualizada en la Resolución CONELEC 07-2012 a la Reg. CONELEC 04-11. Tales precios, base al contrato de concesión, también en base al recientemente expedido Contrato de estarían vigentes por 15 años, señal que permite hacer evaluaciones beneficio costo con indicadores estables para llegar a resultados que permitan evaluar financieramente los proyectos y augurar posibilidades de financiamiento e inversión.
- La normativa de mercado debe conceder un despacho preferente, pero con el límite de hasta en un 6% de la capacidad operativa de la generación, lo cual está fijando metas de orden centralizado, que obligan a deducir que se continúa dando preferencia a las grandes centrales y que en nuestro mercado son de propiedad del estado, sin embargo esta excepción no se da para los medios cuya fuente primaria es hidráulica, lo cual por otro lado es entendible pues en la tabla de pagos del

mercado se debe hacer un equilibrio, pues en el esquema de mercado actual, los precios de generación están muy por encima del costo medio de venta.

- Sin embargo al no haber interés en meses anteriores se han planteado varias revisiones a la Regulación 04-011, que dan señales de seriedad para los nuevos emprendedores y además mediante Resolución 102/2012, que excluye de esta limitación a más de las hidráulicas a las de Biomasa y de Geotermia.
- La normativa vigente para conexión es muy genérica y exclusivamente orientada a la conexión en el sistema de transmisión, pero puede hacer inalcanzable los costos de inversión en este segmento, haciendo falta una normativa específica para los medios que aspiran a la conexión en los sistemas de subtransmisión(S/T) y distribución (SD).
- Para los medios de generación menores a 1MW se simplifica el proceso registro de permisos de conexión, pero la regulación es muy simple y permite intuir que se conectará al sistema de distribución más cercano, pero no se establecen para las distribuidoras las condiciones y bajo que políticas se harán los estudios técnicos de penetración, dispersión y condiciones técnicas de interconexión.

De acuerdo a lo que indican las tendencias de un mercado libre, lo ideal sería Incentivar la competencia, sin embargo las características del mercado ecuatoriano, configuran un sistema verticalmente integrado, pero hace falta dar señales al inversor mediante contratos a largo plazo para que no perciba riesgo de una posible reversión de la concesión.

4.3.3. OPORTUNIDADES DE DESARROLLOS REGULATORIOS TÉCNICOS DE LA GD EN ECUADOR

En función de lo antes analizado, se pasa a detallar posibles requisitos que un marco regulatorio podría incorporar para transparentar todos los aspectos de una concesión de medios de generación mediana y pequeña:

- Se debe empezar por redefinirla desde el punto de vista de recurso de energía distribuido (DER).
- También deberá prepararse una regulación que defina exactamente los recursos de energía distribuida (DER) o generación distribuida (GD).
- Hará diferencia entre la conexión a media tensión o subtransmisión.
- Mediante estudios y simulaciones técnicas de acuerdo a la realidad de los sistemas de subtransmisión y distribución establecer los rangos de potencia.
- La Definición puede incluir la operación, así como los objetivos y alcance de las normativas de conexión, con todos los requisitos de protección, confiabilidad y calidad de energía.

Revisando el esquema tarifario, no está muy claro si se tienen en cuenta las pérdidas ni el uso de las redes de distribución, pues se menciona “el libre acceso en base a la capacidad disponible”.

Por tanto para el caso de las pérdidas se propone utilizar los precios nodales que surgen de considerar las pérdidas marginales en las redes, al igual que se ha venido haciendo en varios países con las redes de transmisión. De la misma forma, se propone la utilización de metodologías de intensidad de uso para asignar el costo de capital de las redes, análogamente al MW-mile utilizado para las redes de alta tensión.

Estas metodologías demuestran ser más eficientes que las clásicas del tipo “huella o estampilla”.

El uso de modelos que propongan la producción de un ingreso adicional al emprendedor, en proporción encaminada a recuperar la inversión en los plazos de Regulación No. CONELEC 003/11, es decir del orden de 15 - 25 años, cuando el generador tiene un efecto positivo sobre la red. Además el esquema propuesto no solo reconocería los costos y beneficios reales de la GD, sino también los de los usuarios. En efecto, aquellos usuarios que tengan un impacto mayor en las pérdidas o en el uso de la red podrían pagar más que los que produzcan un impacto menor.

Lo importante de esta solución es que se la puede ser aplicar tanto en un mercado eléctrico competitivo (libre compra y venta de energía eléctrica) como en un esquema de comprador único/ o precio único, que es el que se aplica al momento en Ecuador.

4.3.4. **SOLUCIONES TÉCNICAS Y LA INCORPORACIÓN DE DIRECTRICES.-**

El sistema ecuatoriano cuenta con redes de distribución con un reducido grado de penetración de la GD, por lo que conviene establecer la tendencia a preservar la red, hasta que pueda evolucionar de su diseño actual destinado a abastecer la demanda, para que con lineamientos posteriores se consiga una evolución en el desarrollo de la GD, con diseño y de la red de distribución como un sistema activo (al igual que lo es la red de transmisión); nuevo esquema que además haría posible la participación de la GD en los servicios auxiliares tales como la regulación de tensión.

DIRECTRICES PARA REDUCIR LOS OBSTÁCULOS TÉCNICOS.-

- Adoptar normas técnicas uniformes para interconexión de distribución de energía a la red.
- Adoptar los procedimientos de prueba y certificación para los equipos de interconexión.
- Reducir las barreras a Prácticas Comerciales
- Establecer condiciones generales de negocios para acuerdos de interconexión.
- Desarrollar herramientas uniformes para que los distribuidores, puedan evaluar el valor y el impacto de la energía distribuida en cualquier punto en la red.
- La regulación puede establecer el derecho a que los medios de GD deban suministrar a las empresas a las concesionarias de distribución, una proporción importante de la demanda destinada a clientes regulados.
- Las distribuidoras deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de la GD, no pudiendo imponer a sus propietarios, otras condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las estipuladas en la Normativa de Interconexión.
- Los procesos iniciales, concesión, condiciones de diseño, tanto si es por primera vez o si se trata de una ampliación.
- Las exigencias técnicas de equipos de sincronización, conexión con sus protecciones.
- La fase de pruebas en las fases del proyecto con sus responsables y delegados de los agentes involucrados, tanto en la fase de construcción, como previo a la puesta en servicio y operación comercial.
- Operación y mantenimiento regular del sistema en la fase de explotación, tanto en condiciones normales, de crisis (alerta) y/o emergencia.
- Casos y condiciones de operación en Isla.
- Requerimientos de calidad de servicio: límites de inyección de cc, parpadeo, THD.
- Será fundamental el diseño de formularios tipo:

- Solicitud de Información de las instalaciones de la Empresa Distribuidora.
 - Antecedentes de la Empresa Distribuidora.
 - Solicitud de Conexión a la Red.
 - Protocolos de Puesta en Servicio.
 - Informe de Pruebas.
- Al momento que la empresa de GD presenta su requerimiento de conectarse a las instalaciones de una empresa de Distribución, el propietario u operador GD adquiere la calidad de usuario de la red, por lo que se le aplicarán los mismos derechos y obligaciones.
 - Dentro de las potencias, conviene que se establezca separación de tamaños o escalas en GD alta, media y baja, según la potencia de suministro y por ende la etapa funcional de la red de distribución a la que se conecte. Por ejemplo, los sistemas de GD pequeños, se los podría exonerar del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones en los sistemas de transmisión troncal.

Todo esto impedirá de uno y otro lado se traten de imponer condiciones excepcionales, siempre será conveniente mentar y basarse en las disposiciones de organismos internacionales que han realizado estudios detenidos sobre estos aspectos, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán analógicamente, para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos:

International Electrotechnical Commission (IEC), Conférence Consultatif International des Télégraph e Télécommunications (CCITT), International Organization for Standardization (ISO), Normas DIN/VDE y American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), entre otras.

Por la reglamentación de Ecuador, todo el costo de conexión es de responsabilidad del emprendedor, lo que encarece sobremanera las inversiones y aleja buenos proyectos del ambiente regulado, podría ser interesante aplicar o tomar como idea el caso de de Costa Rica, donde el sector azucarero y del alcohol, proponen un incentivo para que el mercado asuma hasta un 50% de los costos de conexión y el inversor acarrearía con el otro 50%; que se convierte en una forma interesante para reconocer el beneficio para el sistema interconectado y el distribuidor no ofrezca barreras al potencial generador.

4.3.5. ESTRATEGIAS PARA IMPULSAR LA GD EN EL MARCO LEGAL PLANTEADO.

Con la reciente estructuración en un mercado único, con precios regulados, se debe buscar que se generen un conjunto de disposiciones y requisitos que al mismo tiempo faciliten la incursión en proyectos de GD.

- Está establecido el Libre acceso a las redes (Decreto Ejecutivo 1626 publicado en R.O. No. 365 de 10 de julio de 2001)
- Están definidas unas tarifas de energía (Reg. 04/2011 y sus resoluciones de actualización), en el punto de entrega, pero no se reconoce la conexión y uso de la red, que deben ser implementadas/mejoradas.
- Las señales a los agentes – sobre los precios están dadas (las regulaciones deben ser actualizadas y detalladas en conjunto con disposiciones organizadas).
- En este nuevo ambiente puede crecer el interés por la generación distribuida, pero faltan incentivos desde el punto de vista de la política de gobierno, pues no hay todas las seguridades a la inversión. Contratos a plazo (se acaba de emitir la

Regulación 04/2011- Resolución 23-012 contrato Compra venta Plazo 15 años)

- Son necesarios nuevos criterios y propuestas para la planificación de la expansión de la distribución que consideren el nuevo ambiente tecnológico e institucional.
- La nueva propuesta debe contemplar un ambiente positivo y de alguna manera preferente de competencia para las diferentes opciones de acuerdo a la fuente primaria factible de aprovechar, buscando que se lo más cercana a la carga.
- La función de la red en el nuevo ambiente es la de disminuir la distancia entre las fuentes de generación y las cargas.

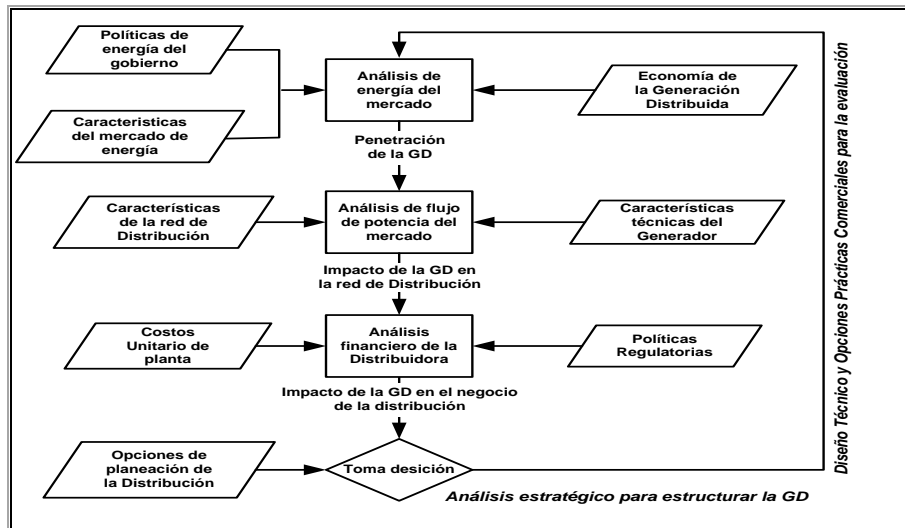


Figura. 4.13.- Diagrama: Análisis estratégico para estructurar la GD [16]

No debe escapar al inversor el tener la información de las características del sistema de distribución para que el impacto sea positivo tanto que los beneficios superen a las barreras que se le presentarán al proyecto.

En el diagrama de la figura 4.14, en el cual se sugieren los pasos de cómo hacer un análisis estratégico y de cómo se estructuraría un modelo, el cual puede verse que parte de políticas del gobierno, no solo para el impulsar la iniciativa, sino también para brindar las señales de confianza al inversor. [16]

4.3.6. MOTIVACIONES ECONÓMICAS

- Bajo el esquema de propiedad y ante la posibilidad de crear compañías de economía mixta, se pueden crear nichos de mercado para empresas distribuidoras.
- Igualmente las nuevas tecnologías que se pueden emplear permiten aumento de la eficiencia en una industria, al utilizar sistemas de cogeneración.
- La aplicación al mercado de Servicios Complementarios o ahorro de inversiones en instalaciones eléctricas: Reducción de pérdidas eléctricas en los sistemas de transmisión/distribución, reserva en giro, regulación de tensión, "Energy imbalance".
- Apoyo local a la calidad de suministro, en especial lo referente a la regulación local de tensión y factor de potencia.
- El impacto de costo de evitar o diferir inversiones en refuerzos o incorporación de nuevas capacidades en los sistemas de transmisión/ distribución.

- Especialmente relevantes en zonas con alta densidad poblacional y tasas de crecimiento altas. Asimismo, esta alternativa es atractiva en zonas geográficas aisladas o de carácter rural.
- Generación de “energía limpia”, la cual los consumidores están dispuestos a pagar en el marco de una conciencia ecológica que se acentúa cada vez más en el mundo.

4.4. SIMULACIONES DE EJEMPLOS DE GD EN EL SD CENTROSUR. USO DEL CYMDIST. (DESCRIPCIÓN) [17]

El empleo de herramientas computacionales facilita los estudios de sistemas eléctricos de potencia, para evaluar el desempeño de los sistemas, por más complejos que éstos sean. En el presente trabajo, es posible contar con datos reales para los estudios de aplicación en el Programa Cymdist, para el Cálculo de Flujo de Potencia y otras condiciones de operación en las Redes de Distribución con Generación Distribuida”.

La planificación, diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia requieren de análisis periódicos para evaluar el rendimiento del sistema, como también la confiabilidad, la seguridad y economía; de forma tal que sirvan como apoyo para prevenir irregularidades y fallas sorpresivas, así como también optimizar la selección y mantenimiento de equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia.

En cualquier sistema eléctrico, las pérdidas técnicas son inevitables; dependiendo de la parte del sistema eléctrico donde se produzcan, éstas se pueden clasificar en pérdidas de transporte o pérdidas de distribución.

El impacto que la generación distribuida puede ocasionar en la red de distribución desde el punto de vista de las pérdidas es muy variado. En general el impacto de la GD sobre las pérdidas depende de factores como:

- La ubicación de la GD en la red de distribución.
- La topología y estructura de la red.
- El grado de penetración de la GD en la red.
- El tipo de GD pues su perfil de producción depende de su tecnología.

GD penetración: es la razón entre la energía inyectada en la red contra la capacidad del alimentador

GD grado de penetración = factor de capacidad * Capacidad instalada / capacidad del Alimentador

Grado de Concentración GD: a lo largo del alimentador de red. Se mide como una función del número de nodos con GD versus el número total de los nodos de carga del alimentador. Todas las unidades de la GD conectadas a unos pocos nodos o incluso a un solo nodo significan un alto nivel de concentración. Por el contrario, si hay unidades de la GD conectadas a varios nodos, resulta en un nivel de baja concentración.

Para realizar los análisis correspondientes a los efectos causados por estas fuentes en los Sistemas de Distribución. Los dos aspectos a considerar son: Nivel de Penetración y Nivel de Dispersión. (Ver 2.3.7)

4.4.1. MODELADO DE CARGA

Los modelos están diseñados considerando las principales características de las redes de distribución y se pueden aplicar para investigaciones precisas que implican una variedad de condiciones de funcionamiento con el fin de estudiar los impactos espaciales de las GD de la red.

El cálculo de las pérdidas de energía sobre una base horaria requiere el conocimiento de los consumos de energía por hora en cada carga nodo. En los casos seleccionados se trata de modelar el efecto en los casos reales propuestos por agentes generadores que han proyectado su conexión al sistema CENTROSUR, asumiendo la misma carga que la evolución datos históricos reales por hora de los cargas del alimentador o sistema afectado con la presencia de la GD. Es decir el alimentador o sistema de transmisión de prueba es un caso real, pero es conveniente aplicar diferentes combinaciones de carga para ver los efectos en máxima, media y mínima carga.

Los nodos de carga se modelan como sumideros de potencia constante, es decir, independientemente de magnitudes de tensión de alimentación.

4.4.2. **ESCENARIOS**

Los tipos de simulaciones y datos necesarios de cada proyecto. El impacto en las pérdidas es un aspecto de gran interés, como se muestra por el número de los diferentes estudios realizados sobre esta materia.

Al incorporar las Fuentes de Generación Distribuida en un Sistema de Distribución, a medida que aumentan los Niveles de Dispersión y Penetración de Generación Distribuida, aunque se presenten variaciones de acuerdo a la aplicación de las diferentes combinaciones de estos niveles, indudablemente; los perfiles de voltaje de los sistemas de distribución mejoran y las pérdidas totales disminuyen.

Las Fuentes de Generación Distribuida se modelarán como elementos trifásicos balanceados que inyectan potencia activa a la red, en función de cada aplicación, y luego de realizar los cálculos correspondientes al número de Fuentes que se deben conectar, al la ubicación que cada una de estas debe tener y la potencia que deben generar de acuerdo con los Niveles de Dispersión y Penetración previamente establecidos, se introduce la potencia activa generada por la fuente como una potencia negativa

CYMDIST es propiedad de CYME International, herramienta de software de análisis de distribución diseñada para ayudar a los ingenieros en la planificación de la distribución, operación y estudios de optimización de los sistemas con múltiples fuentes de generación. Con una interfaz gráfica de usuario eficiente, el usuario puede construir alimentadores gráficamente o importar datos de otro software. Los resultados se pueden ver directamente en diagramas unifilares.

CYMDIST puede modelar carga concentrada o uniformemente distribuida en cada sección. Las cargas se pueden expresar en las diferentes términos de potencia.

CYMDIST incluye un módulo que ofrece soluciones de conmutación automática para la restauración del servicio, considerando fallos múltiples, y considera además el algoritmo multi objetivo, con atención prioritaria al cliente.

CYMDIST utiliza las ecuaciones de Carson para calcular las constantes de la línea de distribución de las características físicas que son proporcionadas por el usuario (espaciado, tamaño del conductor, la configuración de fases).

La decisión de utilizar el programa CYMDIST de CYME International, Inc., para el software de análisis, se ha basado en la funcionalidad y capacidad para utilizar la red y los datos de carga junto con el sistema de información geográfica (SIG). Además, para las aplicaciones de este trabajo, se dispone de los datos del sistema de Distribución de la empresa eléctrica CENTROSUR.

Las funciones clave de esta herramienta que se permiten aplicarse en el estudio incluyeron las siguientes capacidades:

1. Modelos monofásicos y trifásicos-DER,
2. Representación de diagramas unifilares a través de datos SIG,
3. Análisis de caída de tensión balanceados / no balanceados, y
4. Representar las cargas como la energía constante, impedancia constante actual, o una combinación de los tres. Por lo tanto, las cargas se podrían representar como sensibles a la tensión. [17]

4.5. ESTUDIO DE CASOS DE APLICACIÓN EN LA DISTRIBUIDORA CENTROSUR C.A.

Las fuentes de Generación distribuida se basan en la conformación de fuentes generación de tipo modular o también de almacenamiento, situados cerca del punto de utilización. Pero también pueden incluir carga controlable. La convergencia de la competencia en el sector eléctrico con la llegada microturbinas, pilas de combustible, energía fotovoltaica, eólica pequeñas turbinas y otras tecnologías avanzadas de GD, amigables con el medio ambiente, ha despertado gran interés, particularmente en la generación in situ. Esta convergencia de las políticas y la tecnología podría transformar radicalmente el sistema de energía eléctrica tal como lo conocemos hoy.

El principal resultado de mejora de la fiabilidad de la energía eléctrica podría ahorrar miles de millones de dólares que ahora se pierden cada año a causa de interrupciones del suministro eléctrico.

METODOLOGÍA.-

Identificación de Casos de Estudio. El primer reto de la tesis ha sido fue identificar proyectos idóneos conectados o por conectarse a la red que sirvan como sujetos de los estudios. También se identificaron otros posibles casos de estudio concesionados por el CONELEC, pero la información es limitada y corresponden a otros sistemas regionales.

La fuente de información ha sido siempre, las publicaciones por medio de resoluciones emitidas por la entidad reguladora, que era típicamente el proyecto propietario / cliente de electricidad. Para proyectos más grandes, fue normalmente un desarrollador de proyectos. En unos pocos casos, la fabricante del equipo era la fuente. Los proyectos variaron de aquellos en fase de planificación a los que ya estaban en funcionamiento. Algunos de los proyectos están en proceso de estudio y negociación con la distribuidora para la interconexión final.

LIMITACIONES DE CAPACIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL.-

El objetivo del distribuidor es solventar las limitaciones locales de la red de distribución, y dar apoyo a los estudios previos de interconexión. Los estudios evalúan los potenciales efectos de la GD en la porción específica del sistema afectada, y así determinar si son necesarios algunos cambios para cabida a la GD. El costo de los estos estudios es generalmente de responsabilidad del generador.

REQUISITOS OPERACIONALES DEL DISTRIBUIDOR.-

Los Requisitos operacionales impuestos por los distribuidores también pueden hacer que las intenciones o proyectos se vuelvan antieconómicos. En un caso supuesto, un medio de generación distribuida funcionado en una red de distribución, requiere un plan

de operación del distribuidor que lo obligue a salir de paralelo si hay una falla de servicio en el alimentador afectado.

4.5.1. CASO DE APLICACIÓN: PROYECTO HIDROELECTRICO OCAÑA.

Cuando se incorporan Fuentes de Generación Distribuida en un sistema de Distribución, el nivel de dispersión de 100% representa la total existencia de las fuentes necesarias o requeridas por la red de acuerdo a la carga conectadas a las barras de la red, brindando una distribución totalmente equitativa de la energía generada, originando un comportamiento equilibrado del sistema, obteniéndose perfiles de voltajes uniformes y dentro de la Regulación establecida y una disminución notable en la las pérdidas totales, tanto activas como reactivas de los sistemas de Distribución.

Sin embargo el caso Ocaña, supera este límite con mucho, así que lo que sucede es que se exporta energía al sistema de transmisión causando dos impactos importantes los cuales se evalúan en el presente estudio:

- a.- Se las perdidas del sistema son superiores a lo que se esperaría que se presenten con cualquier otro caso de dispersión del 100% o inferior.
- b.- El sistema de regulación debe ser muy fuerte en cuanto al control de tensión para no elevar los niveles de la barra de subtransmisión, sobre los rangos normalizados, de no ser así hay habría un impacto en la calidad de servicio a los clientes del distribuidor.

4.5.1.1. SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Los estudios iniciales del caso han sido realizados utilizando le Herramienta "Digsilent Power Factory", considerando que en él Dpto. de planificación de la Centrosur, como también en el área de operación se lo utiliza para las simulaciones de cortocircuito, así como para estudios de protecciones.

La solución de red en estado estacionario se determina:

- Los flujos de potencia
- Tensiones de barra y los ángulos
- Salidas del generador
- Configuraciones del Transformador

El programa a través de una solución iterativa emite los valores anteriores para que exista un desfase mínimo. Los siguientes estudios se centran en el control de voltaje que ofrece datos de GD y los datos del DigSilent Power Factory, se utilizaron con el fin de extraer perfiles de tensión de la red para diferentes condiciones de operación.

4.5.1.2. REQUERIMIENTO DE INTERCONEXION AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A. OBJETO Y ALCANCE

La Empresa de Electrogenadora del Austro S.A., culminó el proyecto Ocaña, durante y en este paso debió cumplir los estudios de interconexión, lo cual lo realizo con apoyo del Dpto. de Planificación de la empresa distribuidora concesionaria del área geográfica en la cual se encuentra situado el proyecto.

Características básicas de la Mini Central:

- *Ubicación:* Provincia del Cañar, entre las cotas 845 msnm y 458 msnm.
- *Captación:* a filo de río, sin embalse.

- *Casa de Máquinas:* aguas abajo confluencia de la Quebrada Ocaña con el río Cañar
- *Acceso:* desde la vía Durán Tambo, a 25 km de Cochancay.
- *Captación:* Diseñada para un caudal 8,20 m³/s.
- *Conducción:* Túnel tipo baúl de 2,7x 3,05 m y 6,38 Km de longitud.
- *Reservorio de regulación:* Capacidad máxima de 40.823 m³.
- *Tubería de presión:* Superficial de longitud de 1.085 m.
- *Casa de Máquinas:* Caída neta 373 m. Aloja dos turbinas Pelton de 13 Mw
- Capacidad de la Central: 26 MW con dos grupos de 13 MW.

Energía Máxima (MWH/año)	224.373
Energía Media (MWH/año)	203.099
Energía Mínima (MWH/año)	176.773
Energía Firme (MWH/año)	181.609
Factor de Planta	90%

Tabla 4.8. - Energía generada y factor de planta.

Los beneficios destacados por los gestores del Proyecto:

- La producción de energía eléctrica de Ocaña contribuirá a cubrir la demanda de energía que requiere el país, utilizando la vertiente occidental.
- El Proyecto Hidroeléctrico Ocaña será un aporte seguro de producción energética para el mercado eléctrico ecuatoriano.
- Contribuirá en la reducción de los precios de energía.

Los estudios de impacto en las redes de distribución de la CENTROSUR incluyen:

- Análisis de flujos de potencia.
- Contingencias para diferentes escenarios
- Perfiles de tensión en los modos principales del sistema de S/T.
- Escenarios con demanda máxima y mínima para determinar impacto de las pérdidas en el Sistema de Distribución.

4.5.1.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Enfocado al sistema de subtransmisión de la empresa distribuidora CENTROSUR debido a que su área de concesión es la zona directamente influenciada por la inclusión del PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA.

Para efectos de modelación de la red se ha incluido la influencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de las barras de 69kV de las subestaciones (S/E) Sinincay y Cuenca, para simular el control de tensión de la red externa.

Se cuenta con las simulaciones de flujo de carga en el caso base (antes de la inclusión del proyecto), con el ingreso de la central OCAÑA y ante Contingencias tipo N-1 en elementos adyacentes a la central.

Objeto de este análisis: identificar posibles sobrecargas en los elementos de la red, tensiones de barra fuera de las bandas permisibles que puedan ser verificados con un estudio en estado estacionario.

4.5.1.4. FUENTES DE LA INFORMACIÓN¹⁰

Archivos del sistema de subtransmisión de la CENTROSUR en formato del software DigSilentPower Factory. Datos de demanda máxima y mínima anual proyectada al 2012 por alimentador, suministrados por la CENTROSUR. Datos históricos de producción de generación de la empresa ELECAUSTRO en horas de demanda máxima y mínima. Archivo con información histórica de la tensión real de suministro de energía por parte del SNI a través de las S/Es Sinincay y Cuenca en las barras de 69kV (fuente CENACE).

4.5.1.5. DEMANDA DEL SISTEMA

Se cuenta con el análisis la demanda máxima y mínima de la CENTROSUR proyectada al año 2012 con valores de potencia activa y reactiva.

La demanda máxima y mínima proyectada a diciembre de 2012 a nivel de cabecera de alimentadores y utilizadas en el modelo del sistema de subtransmisión bajo estudio, se muestra a continuación:

	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR
Total:	166,99	20,04	90,17	11,80

Tabla 4.9.- Demandas: máxima y mínima de alimentadores de Sistema CENTROSUR.

4.5.1.6. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

La Central Ocaña está conectada al final del tramo norte del sistema de subtransmisión de la empresa de distribución compuesto por las S/Es Ricaurte (07), Descanso (12), Azogues (09) y Cañar (18), el análisis de la influencia de la operación de la Central Ocaña se enfoca a éstas barras y sus elementos adyacentes.

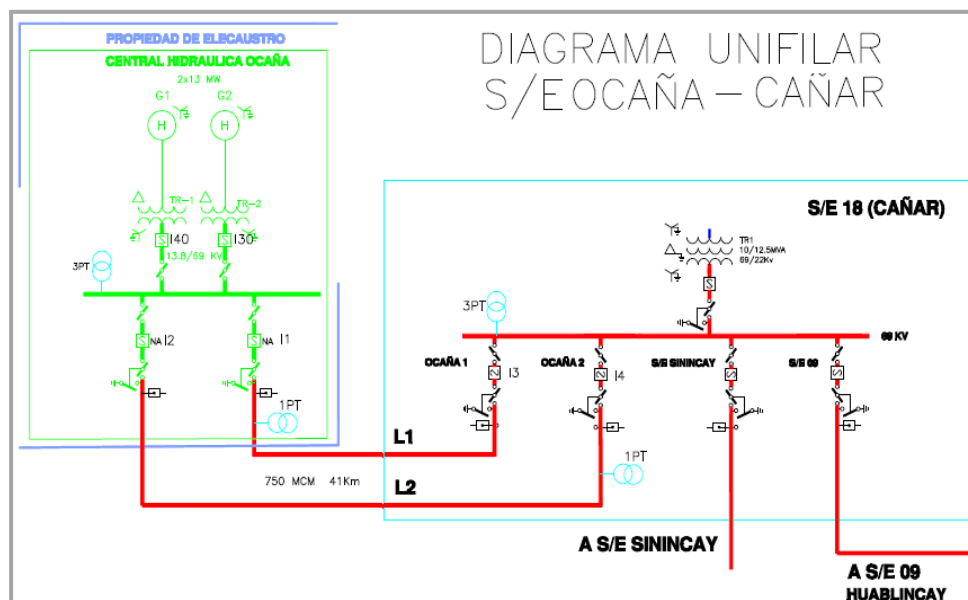


Figura. 4.14.- Diagrama unifilar Anillo Norte- Central

¹⁰ Archivos del sistema de subtransmisión de la CENTROSUR en formato del software DigSilentPower Factory. Estudio realizado con los datos y con apoyo y consulta a Dptp. De estudios Técnicos de CENTROSUR.

- Límites para variación de tensión en estado normal: $\pm 3\%$.
- Límites para variación de tensión en contingencia N-I: $\pm 5\%$.
- Carga de las líneas de transmisión y transformadores en estado normal y contingencia N-I: no mayor de su capacidad nominal.

4.5.1.7. ESTADO INICIAL DE DEMANDAS MÁXIMA Y MÍNIMA

Con demanda simulada durante el año 2012, se ha simulado la operación del sistema, y se obtienen los valores de tensión en demanda máxima y mínima en las barras más cercanas a la S/E 18 (Cañar):

Base D Máxima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Base D mínima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]
Cañar 69 kV	0,995	68,66	Cañar 69 kV	1,001	69,08
Cañar 22 kV	0,990	21,79	Cañar 22 kV	1,001	22,02
Azogues 69kV	1,005	69,37	Azogues 69kV	1,005	69,33
Azogues 22 kV	1,001	22,02	Azogues 22 kV	1,003	22,07
Saucay 69kV	1,010	69,69	Saucay 69kV	1,000	69,00
Descanso 69kV	1,010	69,66	Descanso 69kV	1,006	69,42
Descanso 22 kV	1,020	22,45	Descanso 22 kV	1,020	22,45
Ricaurte 69kV	1,009	69,64	Ricaurte 69kV	1,002	69,13
Ricaurte 22kV	1,000	22,0	Ricaurte 22kV	0,992	21,83

Tabla 4.10.- Perfiles de tensión pu en demanda máxima y mínima. Caso base sin Ocaña

En el escenario base - demandas máxima y mínima no se violan las restricciones impuestas en los criterios de operación relacionados a las barras y elementos cercanos a la S/E Cañar. En los anexos 1.1 y 1.2 se encuentran los diagramas con valores calculados por flujos de potencia para los elementos de la red en análisis, casos demanda máxima y mínima.

4.5.1.8. ESTADO: INCLUSIÓN DE OCAÑA EN DEMANDAS MÁXIMA Y MÍNIMA

Los valores de tensión para el caso con el ingreso de la Central Ocaña en demandas máxima y mínima al año 2012 en las barras más cercanas a la Central son:

D Máxima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]	Mínima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]
OCAÑA 13,8 kV	1,000	13,80	-	-	OCAÑA 13,8 kV	1,000	13,80	-	-
OCAÑA 69 kV	1,013	69,89	-	-	OCAÑA 69 kV	1,014	69,95	-	-
Cañar 69 kV	1,012	69,83	0,017	1,17	Cañar 69 kV	1,014	69,94	0,012	0,86
Cañar 22 kV	1,007	22,16	0,017	0,37	Cañar 22 kV	1,014	22,30	0,013	0,28
Azogues 69kV	1,007	69,45	0,001	0,08	Azogues 69kV	1,003	69,21	-0,002	-0,12
Azogues 22 kV	1,002	22,04	0,001	0,02	Azogues 22 kV	1,001	22,03	-0,002	-0,04
Saucay 69kV	1,010	69,69	0,000	0,00	Saucay 69kV	1,000	69,00	0,000	0,00
Descanso 69kV	1,010	69,58	0,000	0,02	Descanso 69kV	1,004	69,31	-0,002	-0,11
Descanso 22 kV	1,021	22,46	0,000	0,01	Descanso 22 kV	1,019	22,41	-0,002	-0,04
Ricaurte 69kV	1,009	69,64	0,000	0,00	Ricaurte 69kV	1,001	69,10	0,000	-0,03
Ricaurte 22kV	1,000	22,01	0,000	0,01	Ricaurte 22kV	0,992	21,82	0,000	-0,01

Tabla 4.11.- Perfiles de tensión PU en demanda máxima y mínima. Caso base con Ocaña

Los perfiles de tensiones respecto del caso base para demanda máxima y mínima son:

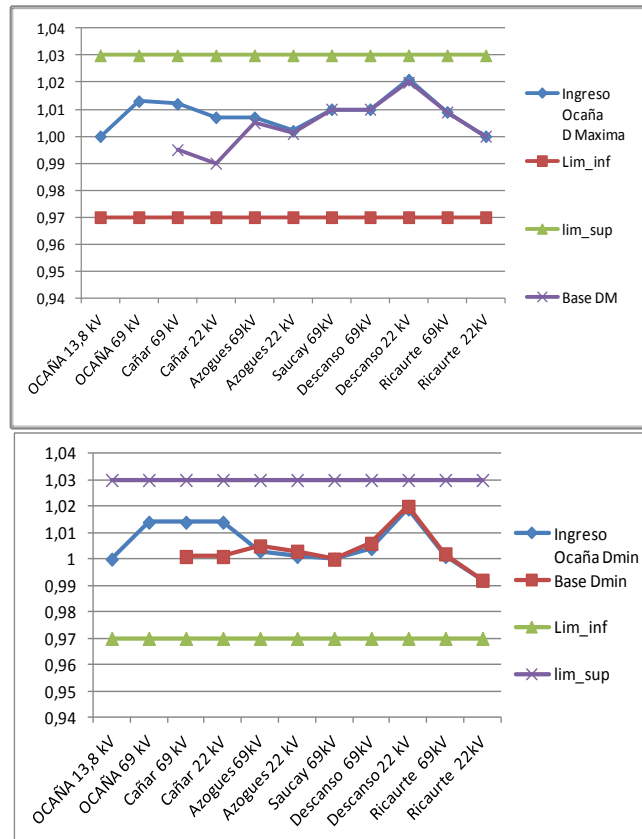


Figura. 4.15.- Perfiles de tensión PU en demanda máxima y mínima. Caso base con Ocaña

4.5.1.9. RESULTADOS

Se presenta el Análisis de Resultados sobre este caso en el Anexo 1, así como sus conclusiones en el capítulo 5.

4.5.2. CASO DE APLICACIÓN 2.-PROYECTO BIOMASA PICHACAY-QUINGEO EMAC.

ANÁLISIS TÉCNICO DE IMPACTO PREVIO A LA INTERCONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR C.A.¹¹

4.5.2.1. INTRODUCCIÓN

La biomasa es la materia o sustancia orgánica de origen vegetal o animal, que se la ha empleado como fuente de energía ancestralmente. Con el descubrimiento del fuego, se utilizó la energía de la biomasa artesanalmente. Luego se dieron nuevas aplicaciones en la forja de los metales, en calderas de vapor industrial y de transporte, calefacción, y por último en la generación de electricidad, llegando a ser la fuente energética más importante para la humanidad y en ella se basaba la actividad manufacturera hasta el inicio de la revolución industrial.

El uso de la biomasa ofrece una alternativa para reducir los costos de generación por concepto de consumo energético, siendo una solución para los problemas higiénicos ocasionados por los desechos orgánicos, como también permite la mejora de la calidad de los suelos agrícolas con el uso de los fertilizantes, subproducto del desecho del proceso.

La biomasa se considera una fuente renovable de energía proviene del sol, mediante la fotosíntesis los vegetales absorben y almacenan una parte de la energía solar que llega

¹¹ Realizado para este Proyecto con la colaboración de Dpto. SIGADE-Ing. Ramiro Ávila. EE CENTROSUR C.A. 2012.

a la tierra, la clorofila de las plantas captura la energía del sol y convierte el dióxido de carbono (CO₂) del aire y el agua del suelo en carbohidratos.

Las ciudades o centros urbanos generan una gran diversidad de desechos orgánicos, como alimentos, papel, cartón, madera, aguas residuales y aguas negras. Estos desechos generan un gran problema de contaminación debido al mal manejo que se les da. En el proceso de descomposición al aire libre producen metano y dióxido de carbono que se libera a la atmósfera generando el efecto invernadero.

4.5.2.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Existen diversos tipos o modelos de biodigestores los cuales varían en forma y tamaño de acuerdo a su aplicación o caso específico.

Los de relleno sanitario son aquellos donde por el proceso de tratamiento de la basura queda como dentro de una gran bolsa, donde se introduce tubería para la extracción del biogás.

La biomasa se ha convertido en una atractiva opción para que sectores como el las entidades seccionales como los municipios, puedan incursionar en la generación de electricidad, produciendo energía para su consumo y el excedente por encima de sus necesidades a un bajo costo, lo puede entregar al mercado.

En este caso se aplicará el análisis a la Empresa Municipal de Aseo de Cuenca, que en su botadero de desechos de la ciudad, ha proyectado una planta de generación, aprovechando la generación de gas de biomasa de tales desechos, con lo cual la energía producida se inyecta a las redes de distribución de media tensión de la Empresa Distribuidora, concesionaria en el sector, la CENTROSUR.

En este caso el estudio no se centrará en la viabilidad económica o técnica del proyecto sino más bien su incidencia en la red de la distribuidora y los aspectos en cuanto a las adecuaciones, condiciones de conexión e impacto en dicho sistema sobre los flujos de la carga y las tensiones y las pérdidas.

La Empresa de Aseo Municipal de Cuenca EMAC EP, ha emprendido los estudios con el apoyo de un socio estratégico, para la construcción del Proyecto de Biogeneración Pichacay. El proyecto de Biogeneración se ha planificado para que entre en operación durante el año 2013.

4.5.2.3. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Potencia total instalada de 1,8 MW (2 x 0,9 MW) 2 MVA

Ubicación: Sector Pichacay, Parroquia Sta. Ana, provincia del Azuay,

Ubicación geográfica es N 9672050, E 730230 @ 2602 msnm

Los estudios de impacto en las redes de distribución de la CENTROSUR incluyen:

- Análisis de flujos de potencia.
- Cortocircuitos para diferentes escenarios
- Perfiles de tensión.
- Impacto por Pérdidas acumuladas y costo anual de las mismas.
- Recomendaciones pertinentes para la solución óptima técnica y económica.

4.5.2.4. METODOLOGIA

Se definen 3 posibles alternativas por la topología de red existente del primario denominado 0321, que sirve a parte de la Zona sur oriental de Cuenca y suburbana

(parroquia el Valle, Sta. Ana y Quingeo), así como de la infraestructura proyectada de la Subestación N° 8 – Turi, en construcción.

ALTERNATIVA 1.- Ejecución de un tramo trifásico nuevo.

Características: Alim. 0321, 22kV, Configuración 3F4C-3x1/0(2) ACSR. Long. 1,35 km.

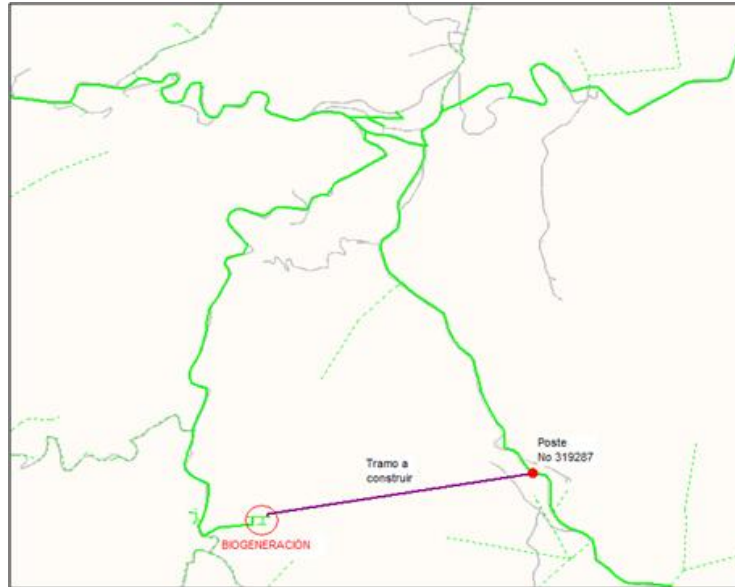


Figura. 4.16.- Ubicación del tramo trifásico nuevo. Alternativa 1. SIG CENTROSUR.

Características relevantes del tramo (sección 953) alternativa 1:

- Trifásico calibre 3x1/0
- Longitud: 1,36 km.
- En el Cymdist se simulan y registran sus parámetros de impedancia y admitancia.

ALTERNATIVA 2.- Repotenciación de un tramo existente monofásico del Alim 0321.

Características: Cambio de calibre y a sistema trifásico - 3F4C. Alimentador 0321, de 1x4-4 a 3x1/0(2) ACSR. Longitud 3,7 km.

Adicional: Tramo trifásico de 0,2 km de calibre 3X1/0-2 ACSR hasta la barra de generación.

Nombre del tramo	Fase	Configuración	Longitud (km)
11004_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.01
5632_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.17
5633_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.39
11005_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.2
7852_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.36
6765_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.54
6770_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.44
8923_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.63
8926_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.09
8928_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.43
8930_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.24
8979_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.11
957_MTA	B	1x4(4) ACSR	0.09
TOTAL			3.7

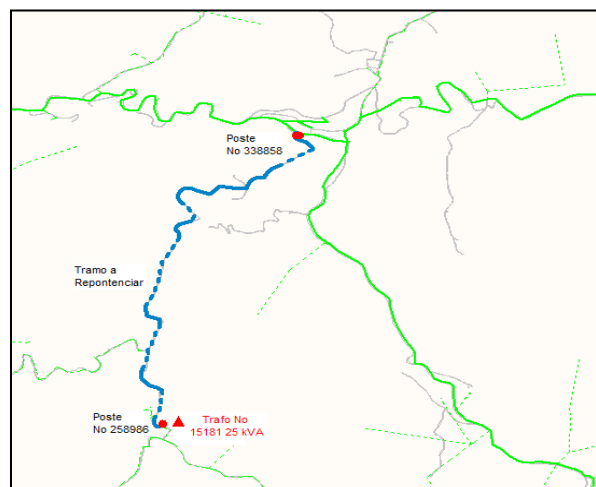


Figura. 4.17.- Ubicación y longitudes del tramo existente a repotenciar. Alternativa 2. SIG CENTROSUR.

Características relevantes del tramo repotenciado (sección 956) alternativa 2:

- Trifásico calibre 3x1/0
- Longitud: 0,2152 km.
- En el Cymdist se simulan y registran sus parámetros de impedancia y admitancia.

ALTERNATIVA 3.- Construcción de un tramo trifásico nuevo desde la S/E 8 Turi.

Características: Alim. 823, 22kV, Configuración 3F4C-3x1/0(2) ACSR. Longitud 4,45 km.

Características relevantes del nuevo tramo (sección 996) alternativa 3:

- Trifásico calibre 3x1/0
- Longitud: 4,45 km.
- En el Cymdist se simulan y registran sus parámetros de impedancia y admitancia.

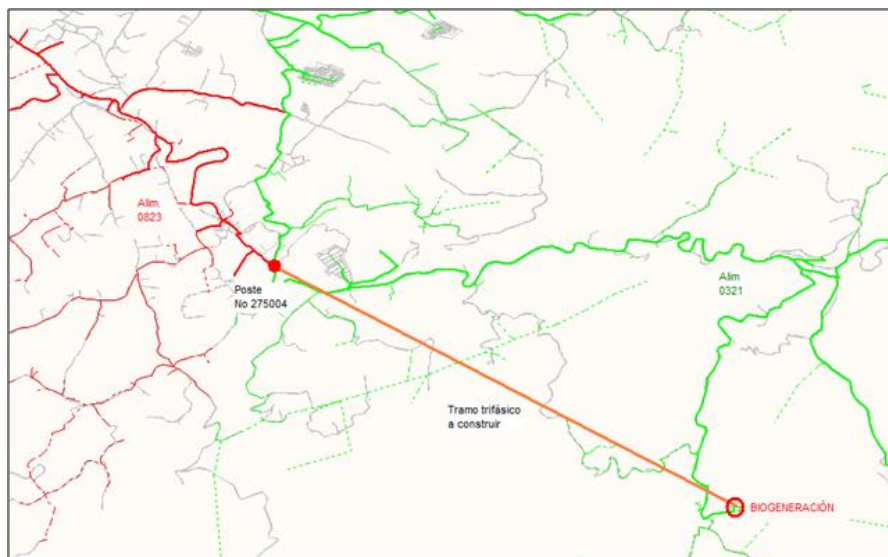


Figura. 4.18.- Ubicación del tramo trifásico 0823 nuevo. Alternativa 3. SIG CENTROSUR.

4.5.2.5. METODOLOGIA DE ESTUDIO

La información base se toma del Sistema de Información Geográfico (SIG) – CENTROSUR. Datos de impedancias de líneas y transformadores, así como la topología actual de alimentadores y estudios de la subestación N°8 en construcción.

Condición de la carga: Sistema equilibrado, en horas de demanda máxima, escenario más crítico.

Generador Síncrono: STAMFORD TIPO 734 B		Impedancias		
Potencia nominal	1575 kVA		R	X
Tensión nominal	0,48 kV _{LL}	Régimen permanente Z	0,017	0,17
Potencia activa	909 kW	R. Transitorio Z'	0,00442	0,10954
Factor de potencia	80%	R. Sub transitorio Z''	0,00384	0,09526
Número de polos	2	Secuencia Homopolar	0,00127	0,03143
Potencia reactiva máx.	0,00 kVAR	Z puesta a tierra	0,00	0,00
Potencia reactiva mín.	0,00 kVAR	Configuración	Estrella aterrado	

Tabla 4.12 .- Características eléctricas del generador síncrono.

4.5.2.6. DATOS TECNICOS DE GD DE BIOGAS

Los datos técnicos del generador y del transformador de la subestación elevadora se han ingresado a la base de datos de equipos del Cyndist son las que se detallan en los gráficos de menú de entrada a continuación.

Transformador: Dos Devanados 2.2 MVA 430/220 V		Impedancias		
Tipo de transformador	Coraza trifásica		Rg	Xg
Tipo de asilamiento	Inmerso en líquido	Z puesta a tierra primaria	0,0	0,0
Potencia nominal	2300 kVA	Z puesta a tierra secundaria	0,0	0,0
Tensión Primaria	22 kV _{LL}	Z1	7,5 %	
Tensión secundaria	0,48 kV _{LL}	Zo	7,5 %	
Pérdidas en vacío	0,00 kW	X1/R1; Xo/Xo	9	
Reversible	si	Configuración primario y secundario	Estrella aterrado: YNyn0	

Tabla 4.13.- Características eléctricas del transformador de subestación elevadora.

4.5.2.7. RESULTADOS

Se presenta el Análisis de Resultados sobre este caso en el Anexo 2, así como sus conclusiones en el capítulo 5.

Listas de Figuras Capítulo 4

Figura. 4.1.-Visión del problema para la expansión de red incluyendo GD [1]	145
Figura. 4.2.- Cambios % voltaje diario, producido a consecuencia de ciclos de demanda en el SEP [4].....	148
Figura. 4.3.- Ejemplo de perfil de tensión en un circuito de distribución	149
Figura. 4.4.- GD aguas abajo de un regulador que presenta baja tensión en el extremo del alimentador.....	150
Figura. 4.5.- Perfil de la tensión en el alimentador antes y después de la adición de grandes GD.....	151
Figura. 4.7.- REF: IEEE P1547 Series of Standards for Interconnection. [9].....	155
Figura. 4.8.- Complejidad e interacción entre la GD y el SEP	156
Figura. 4.9 la interconexión típica en diagrama unifilar	157
Figura. 4.10.- Diferentes Configuraciones de interconexión por su Complejidad	158
Figura. 4.11.- Relación de las condiciones de interconexión [10]	159
Figura. 4.12.- Crecimiento esperado de la demanda e inversión diferida [13]	173
Figura. 4.13.- Regiones de costos de la energía vs tasa de crecimiento de la carga [13].....	174
Figura. 4.14.- Diagrama: Análisis estratégico para estructurar la GD [16]	181
Figura. 4.15.- Diagrama unifilar Anillo Norte- Central.....	187
Figura. 4.16.- Perfiles de tensión PU en demanda máxima y mínima. Caso base con Ocaña	189
Figura. 4.17.- Ubicación del tramo trifásico nuevo. Alternativa 1. SIG CENTROSUR.	191
Figura. 4.19.- Ubicación y longitudes del tramo existente a repotenciar. Altva 2. SIG CENTROSUR.	191
Figura. 4.21.- Ubicación del tramo trifásico 0823 nuevo. Alternativa 3. SIG CENTROSUR.	192

Listas de Tablas Capítulo 4

Tabla 4.1.-Requerimientos de protecciones de generadores privados a conectarse a la red	160
Tabla 4.2.- Comparación de límites de tensión anormales.	162
Tabla 4.3.-Requisitos de protección de la GD en función de la capacidad instalada.	162
tabla 4.4.- Límites de disturbio en la tensión.....	162
Tabla 4.5.- Límites de distorsión de armónicos de tensión.	163
Tabla 4.6.- Modos de identificados de regulación de la red. [14].	174
Tabla 4.7. - Energía generada y factor de planta.....	186
Tabla 4.8.- Demandas: máxima y mínima de alimentadores de Sistema CENTROSUR.	187
Tabla 4.9.- Perfiles de tensión pu en demanda máxima y mínima. Caso base sin Ocaña.....	188
Tabla 4.10.- Perfiles de tensión PU en demanda máxima y mínima. Caso base con Ocaña	188
Tabla 4.10.- Características eléctricas del generador síncrono.....	192
Tabla 4.10.- Características eléctricas del transformador de subestación elevadora.	193



2 Bibliografía capítulo 4

- [1] B. P. J. C. S. U. d. C. Prof. Roberto C. Lotero Unioeste Foz de Iguaçu, *Incentivos a la Generación Distribuida en la Planificación de la Red de Distribución*, España, 17 de junio de 2009.
- [2] C. Richard, *Regulatory Assistance Project on Distributed Resource Policies "Distributed resources and electric system reliability"*, septiembre 2001. .
- [3] K. Angelopoulos, *Integration of Distributed Generation in Low Voltage Networks: Power Quality and Economics*, Glasgow, 2004.
- [4] Volume 2: Statistical Summary Report, EPRI TR-106294-V2, *An Assessment of Distribution System Power Quality*, Palo Alto, California,, May 1996.
- [5] h. A J Wright & J R Formby, "Overcoming barriers to scheduling embedded generation to support distribution networks".
- [6] Australian CRC for Renewable Energy, "Network Issues Associated with Distributed Generation".
- [7] E. Paalman., "Voltage Regulation in Active Networks", John Moore University, ENGWM3002,, 2003..
- [8] N. R. Friedman and the staff of Resource Dynamics Corporation,, "Distributed Energy Resources Interconnection Systems: Technology Review and Research Needs," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, NREL/SR-560-32459, Dallas, TX USA, Sept. 2002..
- [9] M. I. a. R. D. B. S. M. Thomas S. Basso, *IEEE. TRANSACTIONS ON POWER&ELECTRONICS VOL 19 N. 5*, 2004.
- [10] I.-S. S. Board, *IEEE 1347 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Standards*, IEEE-SA Standards Board, Approved 12 June 2003.
- [11] D. H. Mansir, *Distributed Generation Comparison of the American and European Interconnection Transportation and Systems Director The Turbo Genset Company Ltd.*, London Uk: Transportation and Systems Director The Turbo Genset Company Ltd, 2005.
- [12] M. I. M. V. I. T. D. L. I. C. M. I. R. M. I. R. C. Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla, *PROYECTO PDT S/C/OP/16/04 "GENERACION DISTRIBUIDA EN EL URUGUAY: EVALUACION DE FORTALEZAS, OPORTUNIDADES Y TRATAMIENTO REGULATORIO*, UTE, URSEA: IIE-UDELAR, Junio de 2006.
- [13] N. Richard Friedman and E.J. Honton, Resource Dynamics CorporationDR Cost Impacts on T&D Systems EPRI's VIIth DR Conference and Exhibition March 21, 2002 Dallas, TX USA, *DR Cost Impacts on T&D Systems EPRI's VIIth DR Conference and Exhibition*, Dallas, TX USA, March 21, 2002 .
- [14] F. d. I. E. d. I. C. d. Madrid, *Guía Básica de la Generación Distribuida*, Madrid : Graficas Elisa, 2007.
- [15] www.conelec.gob.ec.
- [16] J. M. a. G. B. G.W. Ault, *Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies IEE Proc.Gener. Transm. Distrib.. Vol 150, No. 4*, July 2003.
- [17] D. T. Rzy R. H. Staunton OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY managed by UT-BATTELLE, LLC for the U.S. Department, *EVALUATION OF DISTRIBUTION ANALYSIS SOFTWARE FOR DER APPLICATIONS*, Oak Ridge, Tennessee , September 30, 2002 .
- [18] SENER–Secretaría de Energía, *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable*, México: SENER–Secretaría de Energía, 2006.
- [19] www.renovables.gob.mx, *El Sector Eléctrico Mexicano*.
- [20] H. F. Pacheco, *Adecuación de la generación distribuida en los sistemas de energía eléctrica actual*, hernan.pacheco@enerdossier.com.
- [21] R. B. K. L. E. A. H. K. Purchala, *Distributed generation and the grid integration issues.*, Imperial College London.
- [22] M. L. A. N. M. L. G. Kashem, *Power Engineering Society General Meeting. IEEE, "Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems"*, 2006.
- [23] Distributed generation in the US – three lessons, *Publicado en la edición impresa de la revista "Cogeneration&On-SitePower"*, número de enero-febrero de 2008. .
- [24] ECR The European cluster of research projects for integration of RES and DG.
- [25] Eurostat 2005, Energy : Yearly Statistics, , data 2003,.



- [26] C. VELASQUEZ, *CENTRO LATINO AMERICANO PARA LA PEQUEÑA HIDROELECTRICA CELAPEH SIBER*, Cuernavaca.
- [27] M. G. S. -. R. V.D.W.Hugh, *Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos*.
- [28] S. M. I. I. C. E. E. P. Jorge Herrera B., *Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico*, CHILE: EIE, PUCV, JUNIO 2009.
- [29] C. N. d. Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador www.conlec.gob.ec, 2009-2020.
- [30] CONELEC, *Inventario de recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica*, www.conelec@gob.ec, 2009.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras

16/10/2013



INDICE DE CAPÍTULO 5

5	CONCLUSIONES	197
5.1	INTRODUCCIÓN.-	197
5.2	BARRERAS QUE ENCUENTRA LA GD.-	197
5.3	ACCIONES Y DESAFÍOS PARA LA INVESTIGACIÓN Y REGULACIÓN.-	198
5.4	DESVENTAJAS RESPECTO A LA GENERACIÓN CONVENCIONAL:	199
5.5	EL FUTURO DEL SEP Y LA INTEGRACIÓN CON LA GD.-	200
5.6	RECOMENDACIONES.-	200
5.7	CONCLUSIONES.....	201

5 CONCLUSIONES

5.1 INTRODUCCIÓN.-

Previo a las conclusiones se hacen algunas reflexiones y aportes que permiten destacar aspectos que faltan tener en cuenta para que se sienten las bases para afirmar que en el país se hace un uso específico del concepto de la Generación Distribuida, es decir para que se disponga de directrices sólidas, pues es indispensable realizar estudios detenidos, en diversos escenarios, de impacto en la red, lo cual permitirá que en base a ello se sienten las bases de unas reglas claras que rijan para los agentes involucrados en el sistema eléctrico de potencia (SEP), para no generar dudas y barreras tanto al generador, como al distribuidor que recibe el aporte de la GD.

Cabe, destacar que al inicio de la investigación se había referido que hacían falta señales de impulso a la generación dispersa, pero ahora al momento que se lo está culminando, por el contrario, se empiezan a generar resoluciones del CONELEC, a favor de la concesión de varios emprendimientos GD, tanto fotovoltaicos, como EÓLICOS, lo cual se ha ratificado con la intención del Estado de continuar con esta línea, lo que se denota por la publicación de rondas de concesión de proyectos de generación fotovoltaicas, nuevas señales positivas a más de algunas disposiciones, en especial la REG. CONELEC 04/011, que revisó los precios de mercado para los emprendimientos de proyectos de fuentes alternativas renovables, así como la Resolución de ampliar el límite de la capacidad operativa de generación para las centrales de fuentes renovables como la hídrica, eólica y fotovoltaica, lo que ha permitido una respuesta favorable del mercado y de la inversión privada de riesgo, sobre todo en proyectos fotovoltaicos en el rango de hasta 50 MVA. Claro está que por el precio establecido y la potencia a contratar, debe ser determinada en el afán de la "Diversificación de la Matriz Energética" pero es claro que se han realizado los análisis de costos para que el mercado lo pueda soportar, pues la tarifa de generación fotovoltaica, es casi 7 veces el precio de otras fuentes como la eólica o hidráulica.

5.2 BARRERAS QUE ENCUENTRA LA GD.-

La baja penetración de la GD, es una característica clara de la reducida aplicación en del modelo en cuestión, consecuencia de la falta de reglas imparciales, por lo que a continuación se resumen las barreras que enfrenta la GD. Lo que como consecuencia permitirá identificar las acciones a emprender, por parte de los entes de Regulación y de gestión para impulsar el desarrollo del potencial energético de GD disponible:

Regulatorias y Normativas

- Marco Regulatorio del Servicio de Energía Eléctrica.
- Modelo de Expansión del Sistema Eléctrico con estas nuevas fuentes.
- Políticas de estatales y Restricciones Legales.
- Legislación y normativas de contratación insuficientes.



- Falta de incentivos económicos y concretos.
- Establecer procedimientos claros y con uniformidad de criterio para la Obtención de Permisos.

Técnicas

- Dificultades para conectarse a la red.
- Insuficiencia de recursos de información (mapas eólico y solar).
- Industria reducida o nula para satisfacer el mercado de energías renovables.
- Mínima aplicación de Nuevas Tecnologías.
- Bajo Nivel de Calidad en la Operación y el Mantenimiento.
- Poca experiencia de los técnicos locales para asesorar a las empresas.
- Criterios de Diseño y Métodos de Construcción.
- Calidad de Servicio: Límites de Estabilidad, Regulación de Voltaje, Flicker, Contaminación Armónica
- Sistemas de Protección.
- Integración al Sistema (control, tarifas).
- Operación en Isla.
- Redes Inteligentes de Potencia, Generador Virtual.

Económicas y Financieras

- Proyectos de energías renovables no convencionales no siempre son competitivos con la hidroelectricidad.
- El precio de los Combustibles Fósiles volátiles.
- Los efectos del Cambio Climático.
- Escasez de Recursos Financieros y Restricciones de Crédito.
- Falta de incentivos sobre impuestos, regalías, utilidades, etc.

Sociales

- Falta de conocimiento y difusión en el uso de energías renovables no convencionales, su complementariedad y los beneficios ambientales en su uso.
- Oposición de los Grupos de Interés Particulares

Institucionales

- Necesidad de una mayor agilidad y flexibilidad en la aprobación de proyectos de energías renovables no convencionales, tanto en la concesión como con los organismos del medio ambiente.

5.3 ACCIONES Y DESAFÍOS PARA LA INVESTIGACIÓN Y REGULACIÓN.-

Para dar soluciones consistentes y enfrentar las diferentes barreras, sobre todo a las regulatorias, se recomiendan acciones para contrarrestar sus efectos [1]:

- Implementar un nuevo modelo de expansión del sistema eléctrico, no solo centrado en los grandes proyectos hidroeléctricos.
- Adecuar el marco regulatorio del servicio de energía eléctrica, sobre todo en los estudios técnicos, de interconexión y de modelos económicos.
- Revisar y simplificar la Normatividad Ambiental.
- Promover Políticas Estatales de Fomento a la cogeneración (CHP) y eliminar restricciones legales.
- Racionalizar y simplificar los procedimientos para la obtención de la concesión.
- Crear centros de capacitación y entrenamiento para las energías renovables y CHP, tanto para diseño como explotación de éstos.

- Racionalizar y simplificar los criterios de diseño y métodos de construcción.
- Implementar esquemas nuevos de financiamiento y sensibilizar las instituciones de crédito sobre los beneficios de la CHP
- Impulsar la producción local de equipos y componentes a través de esquemas de transferencia de tecnología
- Utilizar sistemas modernos de Supervisión y Control y racionalizar los programas de mantenimiento.
- Desarrollar nuevos principios de regulación compatible con las opciones de energía distribuida que compita con el mercado centralizado.
- Revisar, Actualizar y Aprobar las tarifas de servicios públicos y los incentivos regulatorios para adaptarse al nuevo modelo de energía distribuida.
- Establecer la solución de controversias acelerada de procesos para proyectos de generación distribuida.
- Definir y detallar claramente las condiciones necesarias para que el derecho a interconectarse, para todos los actores y en condiciones convenientes para las partes (Definiciones y modelos de la GD, Norma de Interconexión, Contrato de Conexión, Calidad de servicio).

5.4 DESVENTAJAS RESPECTO A LA GENERACIÓN CONVENCIONAL:

- La selección limitada de los combustibles a ser utilizados para generar como el diesel, el gas natural, o los sistemas fotovoltaicos y en contados casos la biomasa.
- Los generadores pequeños tienen un costo mayor por kW, en comparación con una central convencional.
- Los precios de los combustibles son normalmente más altos.
- Siempre que los generadores usados en GD funcionen con una eficiencia mayor de conversión del combustible que las plantas de generación convencional, estos serán competitivos.

El precio de la energía producida en kWh depende de ciertos factores:

- El precio del combustible, de fuentes no renovables alcanza del 50 al 80 % del total por kWh.
- El valor de la inversión está entre el 15 % y 35% del precio por kWh.
- El factor de capacidad del equipo.
- Sus costos de operación y mantenimiento son de 10 % al 15 % de los costos totales.

En una evaluación económica para el ingreso de tecnología de GD hay que tener en cuenta:

- Precio de la energía producida por la GD versus el de venta al distribuidor o al Mercado.
- Ventajas de la reducción de costos de la GD y el riesgo asociado con consumo de energía.
- El precio por servicios auxiliares ofertados, el incentivo a la reducción de congestión en la red de distribución y los costos de inversión en la red al introducir unidades de GD.
- Precios de mercado y la flexibilidad de tecnologías que se pueden emplear en GD.

- Establecer el monto y % del valor de otros servicios que puede ofrecer la GD a los consumidores, incluyendo la confiabilidad en suministro.

5.5 EL FUTURO DEL SEP y LA INTEGRACIÓN CON LA GD.-

En el país, por medio del proyecto Sistema Integrado de Gestión de la Distribución SIGDE, se está hablando y se ha dado inicio a la implantación de las redes inteligentes o SmartGrid, pero no es posible concebirla sin antes haber establecido todos los caminos regulatorios y plataforma tecnológica, siendo parte fundamental de ello la implementación de la Generación Distribuida.

En el resumen que se presenta a continuación, se describe lo que se espera impulse la evolución a las redes inteligentes.

En el futuro las redes eléctricas irán hacia las SmartGrids, para lo que irán evolucionando de ser solamente un concepto, a ser una realidad y adoptar nuevas tecnologías para luego con los nuevos desarrollos en interconexión ofrecer las mejores ventajas en la operación, para la óptima solución de condiciones de aporte de energía al SEP.

Los motivadores que impulsarán el desarrollo de las redes eléctricas:

- La superación de barreras o limitaciones significativas de las redes actuales.
- La evolución hacia redes de arquitectura y componentes más dinámicos y flexibles.
- La necesidad de automatizar y controlar las redes.
- La necesidad creciente de disponer de espacios y pasillos para las redes.

Como parte de los nuevos desarrollos, la red debe maximizar su capacidad de transporte, NO por el simple hecho de repotenciarla, sino asumiendo los retos frente a nuevos escenarios que se le ofrecen. La evolución de un concepto que partiendo de la gestión y mejora tecnológica llega a optimizar la operación de la red.

Estos impulsores son parte de un concepto que apuntan a definir la realidad de tener embebida la generación de energía eléctrica en la red.

Las tecnologías que se deben desarrollar para evolucionar hacia una automatización y control, que comprende lo siguiente:

- Desarrollo de sensores para la operación de la red.
- Sensores para la automatización del mantenimiento en las redes.
- Contadores inteligentes con comunicación bidireccional.

Además se complementa con:

- Implementación de WAMS (Wide Area Monitoring System).
- Implementación de WAPS (Wide Area Protection System).
- WACS (Wide Area Control System).
- Sistemas de Gestión de la Demanda: Contadores o medidores inteligentes para gestión automática.
- Modelos y Algoritmos de simulación de redes complejas.
- Tecnologías de la Información y Comunicación (TICs).

5.6 RECOMENDACIONES.-

- Es conveniente incluir el concepto de generación distribuida dentro de la normativa. Es decir crear la Generación Distribuida como una actividad del SEP.

- Conviene hacer una tarea de investigación por parte de las áreas responsables del ente regulador, para que se ejecuten los estudios de impacto, tanto técnicos como económicos para que se resuelvan por medio de la emisión de propuestas concretas que permitan superar las barreras regulatorias, lo cual se puede llevar a cabo con participación de centros de investigación de las universidades o el Instituto de eficiencia energética y energía renovables (INER).
- Determinar cuan preparadas están las etapas funcionales de la redes de transmisión y distribución para captar la energía de la GD.
- Otra tarea importante a desarrollar será la emisión o elaboración de metodologías que permitan incorporar la GD con sus modelos y rangos estudiados en la planificación de las inversiones.
- Los estudios técnicos deben ser un tema de aplicación permanente, pues las tecnologías ofrecen cada día nuevas alternativas, así como mayor desarrollo y madurez.
- La eficiencia económica del proyecto debe ser reconocida en precios estables por periodos largos, lo cual aparentemente se cumplirían hasta el momento de acuerdo a las tablas de precios para los diferentes segmentos de fuentes primarias.
- Para conseguir la estabilidad deseada que asegure el fomento de las energías renovables, es de vital importancia garantizar la seguridad jurídica ante cualquier reforma legislativa o normativa, para evitar riesgo de la reversión de las normas, de concesión, que de otra forma las instalaciones existentes y nuevos emprendimientos, tienen la opción de mantenerse en el régimen anterior ante el eventual cambio normativo, por un cambio en el gobierno.

5.7 CONCLUSIONES.

- ↳ Se ha cumplido el objetivo principal de la Tesis, el cual estaba enfocado en Investigar y revisar la manera de adaptar nuevas metodologías que permita identificar señales positivas que incentiven la incorporación y emisión de un nuevo marco para que la Generación Distribuida prospere y sea una realidad en el Sistema Eléctrico de Ecuador.
- ↳ Como una ayuda para reforzar toda la serie de conclusiones que se pueden emitir y para resumir los beneficios identificados por la presencia de la GD en el SEP, se adjunta la Tabla 5.1, la cual permite distinguir la diferencia entre los beneficios y los servicios. La primera columna muestra los servicios que la GD puede proporcionar. Dichos beneficios potenciales derivados de los servicios se pueden clasificar en una o más de las columnas en la parte derecha de la tabla. Por ejemplo, la GD está disponible como una fuente de energía de emergencia, también puede ser utilizada en los programas de respuesta a la demanda para reducir los cargos de congestión, o aumentar confiabilidad del sistema a través de compartir el pico de la demanda [2].

Tabla 5.1.- Matriz de Beneficios y Servicios que proporciona la GD

		CATEGORIA DE BENEFICIOS							
		Ahorro costos energía	Ahorro en pérdidas T&D y costos de congestión	Capacidad de Generación central diferida	Capacidad de T&D diferida	Beneficios de Confiabilidad al sistema	Beneficios de Calidad	Efectos por no uso de terrenos	Vulnerabilidad por Terrorismo
Servicios de Generación Distribuida	Reducción en requerimientos del Pico de la Demanda	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Provisión de Servicios Auxiliares: - Reserva de Operación. - Regulación. - Arranque en negro. - Potencia reactiva	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Suministro de energía de Emergencia	✓	✓			✓	✓		

- En el segundo capítulo, se han definido los conceptos de lo que se entiende comúnmente por Generación Distribuida y se han explicado los beneficios que produce la introducción de este tipo de generación en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y el futuro de esta generación en el actual mercado eléctrico.
- Las definiciones de GD cambian de país en país, dependiendo de sus necesidades y características. Hay variaciones en cuanto a tamaños, fuentes y niveles de voltaje. Sí hay uniformidad en cuanto al sitio: el punto de consumo ó muy cerca de él.
- El establecer nuevas filosofías y esquemas de protección, para aplicación en el SEP es un requisito previo que debe analizarse detenidamente debido a la introducción de la GD y al impacto que ésta causa en los parámetros del sistema eléctrico de distribución como pueden ser: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo, etc.
- Las experiencias internacionales revisadas en el punto 3.2 muestran la necesidad de estudiar el potencial de la GD a través de un diseño de mercado acorde a cada realidad y situación del potencial de la matriz energética y de políticas del medio.
- La GD es una realidad en el mundo, pero la mayor parte de las tecnologías de generación se encuentran en fase de maduración, excepto por las fuentes hídricas, por lo conviene impulsar a que la empresa privada participe con la inversión en los proyectos de minihidráulicas, pues su costos operativos pueden ser mucho menores que de un aparato burocrático estatal y sobre puede ser de interés estratégico utilizar la complementariedad de la vertiente del Pacífico.
- Ecuador tiene mucha dependencia tecnológica, al ser un país pequeño, el reto podría ser que a más de los proyectos con tecnología importada, también se impulse el desarrollo de tecnología local, por ejemplo en el marco de las mini hidráulicas, que no requieren un desarrollo tecnológico de tan alto nivel como las eólicas o fotovoltaicas. Este es el caso de la repotenciación del proyecto Saymirín, que es ejecutado por una empresa ecuatoriana y el componente de mano de obra de las turbinas es en proporción importante de fuente nacional.
- Un marco regulatorio que no reconozca las diferencias que existen entre la generación centralizada y la generación distribuida, con disposiciones de control y gestión no reconoce el valor agregado de la GD, impedirá que ésta prospere.
- El aprovechamiento de la generación distribuida permite ofrecer mejoras en la calidad de energía, aspecto fundamental de los sistemas productivos, pues una interrupción leve o una variación de voltaje imperceptible representa altos costos para las industrias y empresas que funcionan con tecnología sofisticada.

- ✚ La integración en gran escala de generación distribuida en la red de distribución crea un problema técnico, económico y regulatorio complejo que requiere soluciones innovadoras y debe buscar establecer reglas claras desde un inicio. El momento actual es el oportuno para que se generen y difunda cuanto antes las normativas y disposiciones que hacen falta para que el emprendedor no encuentre barreras en las empresas.
- ✚ La revisión de las experiencias de implementación de sistemas de Generación Distribuida en diversos países permite determinar ciertos factores que han favorecido su coexistencia con los sistemas centralizados. Dentro de estos factores se pondera especialmente el apoyo estatal mediante políticas de incentivo para la implementación y el desarrollo de tecnologías de GD y energías renovables, como en el caso de Dinamarca y otros países de la Unión Europea.
- ✚ El panorama de los requisitos de interconexión seguirá siendo un reto para los próximos años, la normativa de IEEE es un instrumento de alto nivel técnico y que puede ser adoptado ampliamente por las empresas y la industria.
- ✚ Todavía hay muchos desafíos a la expansión de la GD, sin embargo con la llegada de sistema de control inteligentes integrados en nuevas unidades de GD, las tareas de control en los centros de operación de la distribución será más simple.
- ✚ Los requisitos normalizados de interconexión que se implementen para salvaguardar la operación adecuada del sistema de distribución, frente a las posibilidades de servicios y las nuevas alternativas que se ofrecen para la obtención de fuentes competitivas de la energía eléctrica, son las que proporcionarán a los clientes las mejores condiciones del servicio de energía eléctrica al menor costo posible.
- ✚ La industria eléctrica de Ecuador se ha caracterizado históricamente por fuertes fluctuaciones en los ritmos de desarrollo, las cuales han afectado la estabilidad y capacidad del mismo, además de que han evolucionado como emprendimientos de entidades públicas, como municipios e instituciones estatales.
- ✚ Es importante destacar que el éxito de la GD está asociado a varias tecnologías en constante mejora: un sistema de comunicaciones robusto, el control de potencia y sistemas de gestión y también de la capacidad de los diseñadores para aprovechar al máximo que los grados de libertad de los sistemas electrónicos de potencia inteligentes.
- ✚ La GD es parte del nuevo modelo de negocio que se configura con el advenimiento de las redes inteligentes, y parte de este progreso exige que se revisen temas como: modelos de concesión, impactos en la red, medidas para de mitigación de riesgos, los vehículos eléctricos híbridos, dispositivos de almacenamiento, micro redes inteligentes.
- ✚ En cuanto las entidades gubernamentales y las de control, son principales responsables de la gestión, y las llamadas a tomar medidas y acciones como los procedimientos y regulaciones de conexión, definiciones, impactos en la red, para el desarrollo de la infraestructura mediante la reducción de la incertidumbre de la interconexión y los costos.
- ✚ La integración de una creciente proporción de la GD en la red de distribución requiere una comprensión y aceptación completa, de todos los actores de su impacto en los alimentadores de distribución y su interacción con las cargas.
- ✚ La GD puede llegar a ser el insumo y aporte necesario para a mejorar la fiabilidad de la red, aumentar la reserva de suministro de la energía, reducir los costos,

aumentando el número y los tipos de generadores disponibles en el mercado eléctrico e incluyendo el desarrollo de los recursos no contaminantes de energía alternativa.

- ⇒ Las empresas concesionarias de la distribución, una vez que puedan contar con las herramientas normativas, deberán evolucionar para incluir una porción creciente de la GD. Esta nueva estructura de la red se basará en gran medida de los servicios de control y de comunicación que será necesario implementar.
- ⇒ En varios de los países mencionados en la revisión realizada en el inciso 3.2, y que han tenido incursiones previas en GD, se ha visto que un muy buen mecanismo de incentivo, es que se permite la venta de excedentes de los autoprodutores y más aún la instalación de GD por parte de los distribuidores. En el caso de Ecuador, existe una Regulación (CONELEC 01/2009), para lo primero, pero no en lo segundo.
- ⇒ Ecuador al igual que otros países como España y Dinamarca, con los últimos emprendimientos de fuentes fotovoltaicas, ha debido recurrir a los incentivos que pueden dar por mecanismos de precio, a través de la feed-in tariff, siendo el resultado un valor más alto, que al tener un mercado de precio fijo, será el mercado que asuma la diferencia de costos, al tener un fuerte componente hidráulico de bajo costo y no con afectación para el usuario final. Pero es el costo de tener energía más segura y más limpia y el sistema está de alguna manera obligado a pagarlo.
- ⇒ La introducción de la Generación Distribuida en el SEP hace que se presenten un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia de ello, la aparición de nuevos problemas técnicos, por lo que es necesario estudios de las condiciones del impacto con indicadores como: incremento o ahorro de las pérdidas, niveles de penetración y de dispersión. Aunque se presenten variaciones de acuerdo a la aplicación de las diferentes combinaciones de estos niveles, indudablemente; los perfiles de voltaje de los sistemas de distribución mejoran y las pérdidas totales disminuyen.
- ⇒ Los estudios realizados para analizar el impacto a la red, tanto en el caso de la subtransmisión (Central Ocaña) como en el de media tensión (Biogas EMAC), se ha podido verificar que un aumento del nivel de penetración, impacta en los voltajes, cumpliendo la característica de linealidad y superposición de los circuitos eléctricos. En especial, en la barra donde de la carga conectada puesto que las Fuentes de Generación Distribuida, ventajosamente con el sistema de Ocaña las políticas de generación y el sistema de regulación de la central, permitió un adecuado control de tensión. Lo propio se da en las barras adyacentes a las instalaciones de GD.
- ⇒ Al incorporar Fuentes de GD en el sistema de Distribución, que elevan al nivel de dispersión al 100%, de acuerdo a la carga conectada a las barras de la red, se obtiene una distribución equitativa de la energía generada dándose un comportamiento equilibrado en el sistema, con perfiles de tensión uniformes, incluyendo una disminución notable en las pérdidas.
- ⇒ Sin embargo en el caso de Ocaña, el nivel es superior al 100% óptimo, con lo que en el impacto en las pérdidas es elevado, al no haber una normativa clara para el agente que se interconecta, la distribuidora se obliga a buscar mecanismos por los cuales está procediendo a reforzar su sistema de transmisión y con casi ningún aporte del generador, del transmisor que ha facilitado la nueva posición en la subestación Sinincay.
- ⇒ El resultado del impacto de pérdidas en el caso de Ocaña, es negativo y en el de Biogás que por el contrario es positivo, tanto en los aspectos de tensión como de



perdidas, ello se puede revisar en los resultados y conclusiones al final de los Anexos 1 y 2, del estudio técnico previo a la interconexión en cada caso, respectivamente.

Bibliografía Capítulo 5.¹²

- [1] National Renewable Energy Laboratory, *Making Connections Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects*, USA.
- [2] U.S. Department of Energy, *THE POTENTIAL BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATION AND RATE-RELATED ISSUES THAT MAY IMPEDE THEIR EXPANSION*, February 2007 .

¹² Nota: Los índices de Tablas y Figuras así como la Bibliografía de referencia se presenta al final de cada capítulo, para facilidad de revisión del lector.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras
16/10/2013

Anexo 1

PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA: ANALISIS TECNICO.....	207
1.1 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS N-1	207
1.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN INTERCONECTADA	210
1.3 RESULTADOS PARA EL AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE OCAÑA	211
1.4 ALTERNATIVAS DE COMPEACIÓN DE PÉRDIDAS	212
1.5 CONCLUSIONES.....	214

6 PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA: ANALISIS TECNICO

REQUERIMIENTO DE INTERCONEXION AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.

6.1 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS N-1

- CONTINGENCIA 1. Salida total de la Central Ocaña manteniendo la línea energizada desde la S/E Cañar.
- CONTINGENCIA 2. Salida de uno de los circuitos de la línea Ocaña - S/E 18.¹³
- CONTINGENCIA 3. Salida de la línea S/E 18 - S/E 09.

De las 3 contingencias a continuación se presentarán los resultados para las contingencias numeradas 1 y 3. Se presentan todos los resultados con la línea Sinincay – S/E 18 que esta próxima a operar en el primer trimestre de 2013. CONTINGENCIA 1. SALIDA TOTAL CENTRAL OCAÑA MANTENIENDO LA LINEA ENERGIZADA DESDE LA S/E CAÑAR. CON LA LÍNEA SININCAY - S/E 18.

Los valores de tensión para al año 2012 con la línea Sinincay - S/E 18, a Demanda máxima, en las barras más cercanas a la Central Ocaña son:

D Máxima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]
OCAÑA 13,8 kV	0,000	0,00	-	-
OCAÑA 69 kV	1,011	69,73	-	-
Cañar 69 kV	1,009	69,62	0,014	0,96
Cañar 22 kV	1,004	22,09	0,014	0,30
Azogues 69kV	1,011	69,77	0,006	0,40
Azogues 22 kV	1,006	22,14	0,005	0,12
Saucay 69kV	1,010	69,69	0,000	0,00
Descanso 69kV	1,013	69,87	0,003	0,21
Descanso 22 kV	1,024	22,52	0,003	0,07
Ricaurte 69kV	1,010	69,70	0,001	0,06
Ricaurte 22kV	1,001	22,02	0,001	0,02

Tabla A 6.1.-

de Tensión en Barra a Dmáx.

Contingencia 1- Caídas

El perfil de tensiones de en este escenario respecto del caso base para demanda máxima es:

¹³ La contingencia 2 no es relevante para los resultados y conclusiones de este estudio.

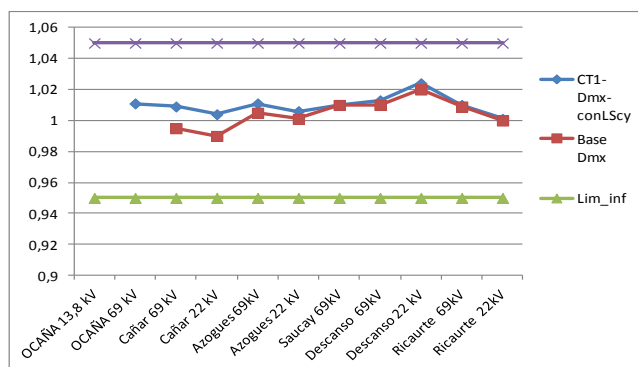


Figura A 1.- Perfil de tensiones Contingencia 1.Dmax.

En este escenario no se violan las restricciones impuestas en los criterios de operación relacionados a las barras y elementos cercanos a la S/E Cañar.

6.1.1 CONTINGENCIA 1 DEMANDA MÍNIMA CON LA LÍNEA SININCAY - S/E 18

Los valores de tensión para al año 2012 con la línea Sinincay - S/E 18, a Demanda máxima, en las barras más cercanas a la Central Ocaña son:

D mínima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]
OCAÑA 13,8 kV	0,000	0,00	-	-
OCAÑA 69 kV	1,005	69,37	-	-
Cañar 69 kV	1,004	69,26	0,003	0,18
Cañar 22 kV	1,004	22,08	0,003	0,06
Azogues 69kV	1,006	69,40	0,001	0,07
Azogues 22 kV	1,004	22,09	0,001	0,02
Sauca 69kV	1,000	69,00	0,000	0,00
Descanso 69kV	1,007	69,46	0,001	0,04
Descanso 22 kV	1,021	22,46	0,000	0,01
Ricaurte 69kV	1,002	69,14	0,000	0,01
Ricaurte 22kV	0,992	21,83	0,000	0,00

Tabla A 6.2.- Contingencia 1 - Caídas de Tensión en Barra a Dmin.

El perfil de tensiones de este escenario respecto del caso base para demanda mínima es:

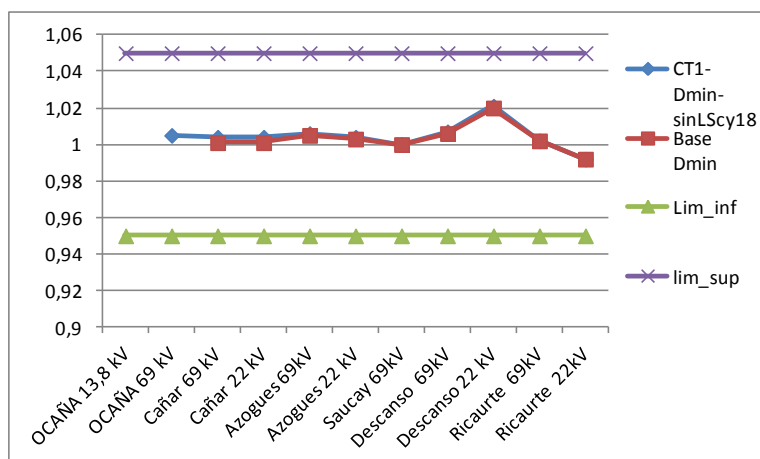


Figura A 2.- Perfil de tensiones Contingencia 1. Dmin.

En este escenario no se violan las restricciones impuestas en los criterios de operación relacionados a las barras y elementos cercanos a la S/E Cañar.

6.1.2 CONTINGENCIA 3 DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA CON LA LÍNEA SININCAY - S/E 18.

Los valores de tensión para la CONTINGENCIA 3 en demanda máxima al año 2012 con la línea Sinincay - S/E 18, en las barras más cercanas a la Central Ocaña son:

D Máxima Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]
OCAÑA 13,8 kV	1,000	13,80	-	-
OCAÑA 69 kV	1,010	69,70	-	-
Cañar 69 kV	1,007	69,49	0,012	0,83
Cañar 22 kV	1,002	22,05	0,012	0,26
Azogues 69kV	1,011	69,79	0,006	0,42
Azogues 22 kV	1,007	22,15	0,006	0,13
Saucay 69kV	1,010	69,69	0,000	0,00
Descanso 69kV	1,013	69,89	0,003	0,23
Descanso 22 kV	1,024	22,52	0,003	0,07
Ricaurte 69kV	1,010	69,70	0,001	0,06
Ricaurte 22kV	1,001	22,02	0,001	0,02

Tabla A 6.3.-Contingencia 3. Caídas de Tensión en Barra a Dmáx.

El perfil de tensiones comparado con respecto del caso base para demanda máxima.

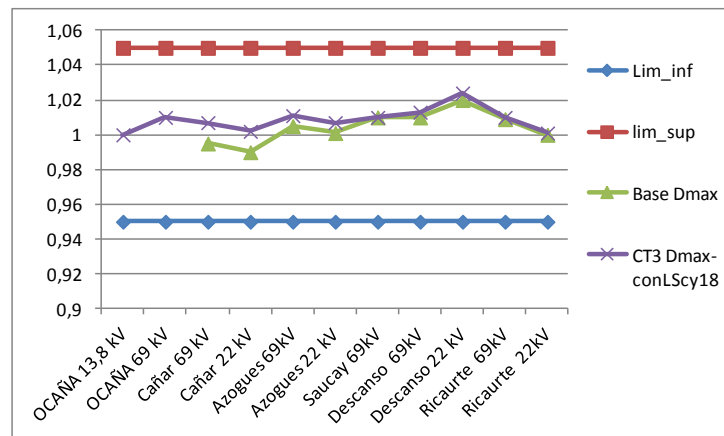


Figura A 3.- Perfil de tensiones Contingencia 3. Dmáx.

En este escenario no se violan las restricciones impuestas en los criterios de operación relacionados a las barras y elementos cercanos a la S/E Cañar.

6.1.3 CONTINGENCIA 3 DEMANDA MÍNIMA CON LA LÍNEA SININCAY - S/E 18

Los valores de tensión para la CONTINGENCIA 3 en demanda mínima al año 2012 con la línea Sinincay - S/E 18, en las barras más cercanas a la Central Ocaña son:

Barra	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	ΔV [p.u.]	ΔV [kV]
OCAÑA 13,8 kV	1,000	13,80	-	-
OCAÑA 69 kV	1,008	69,55	-	-
Cañar 69 kV	1,003	69,23	0,002	0,15
Cañar 22 kV	1,003	22,07	0,002	0,05
Azogues 69kV	1,006	69,44	0,002	0,11
Azogues 22 kV	1,005	22,10	0,001	0,03
Saucay 69kV	1,000	69,00	0,000	0,00
Descanso 69kV	1,007	69,47	0,001	0,05
Descanso 22 kV	1,021	22,46	0,000	0,01
Ricaurte 69kV	1,002	69,15	0,000	0,02
Ricaurte 22kV	0,992	21,83	0,000	0,00

Tabla A 6.4.-Contingencia 3. Caídas de Tensión en Barra a Dmín.

En el siguiente gráfico se compara el perfil de tensiones de este escenario respecto del caso base para demanda mínima.

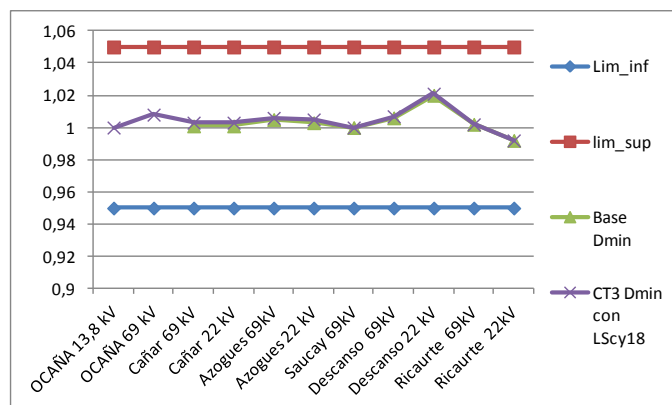


Figura A 4.- Perfil de tensiones Contingencia 3. Dmin.

En este escenario no se violan las restricciones impuestas en los criterios de operación relacionados a las barras y elementos cercanos a la S/E Cañar.

6.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN INTERCONECTADA

La operación de posiciones de línea Ocaña 1 y Ocaña 2 en la Subestación 18 (Cañar) se enmarca en los niveles jerárquicos establecidos para dicha Subestación, los que cumplen con los criterios de operación y seguridad:

- Nivel 0: Equipo en Patio.
- Nivel 1: Tablero de Control en la Subestación 18 (Bahías Ocaña 1 y Ocaña 2).
- Nivel 2: Interface Hombre Máquina (IHM) en la Central Ocaña y Subestación 18.
- Nivel 3: Centro de Control (SCADA) de CENTROSUR y ELECAUSTRO.

La filosofía establece que si un nivel jerárquico está habilitado para la operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello. Si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1, 2 y 3. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde los niveles 2 y 3.

6.2.1 OPERACIÓN EN ISLA¹⁴

En el caso de una contingencia en el anillo norte del sistema de subtransmisión de la CENTROSUR, que implique que la Central Ocaña no pueda evacuar su capacidad de generación disponible, las relaciones operativas pasarán de la modalidad “Operación Interconectada” a la modalidad de “Operación en Isla”.

La filosofía y prioridad en la Operación de las dos empresas se mantendrán según lo señalado en el inciso anterior, en todos sus niveles.

La carga servida, desde la central Ocaña, corresponderá a la que en ese momento quede asilada del resto del sistema de distribución, por lo que la operación y control de la generación será tal, que garantice una adecuada calidad del servicio. Paralelamente,

¹⁴ La Prueba de operación en isla cumplida recientemente por la salida planificada de la línea S/E 9 –S/E 18, por las adecuaciones para la construcción de la Línea Sinincay S/E 18, se realizó con éxito. Para lo cual se operó con un solo generador a 7 de los 13 MVA en la hora de punta. Lo complejo del proceso radicó en la necesidad de hacer transferencias por el sistema de distribución de 22 kV, para proporcionar tensión a los servicios auxiliares pues la central Ocaña no dispone de reserva de generación auxiliar para Arranque en Negro.

personal de la CENTROSUR, realizará las acciones que correspondan con el fin de superar la contingencia en el menor tiempo posible.

6.2.2 IMPACTO DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN AL INGRESO DE LA CENTRAL OCAÑA

La operación comercial de la central hidroeléctrica Ocaña se da en abril de 2012, y luego se suspendió por una falla en el sistema de canales, por lo ésta se reincorporó al servicio en septiembre del mismo año.

6.2.2.1 CONSIDERACIÓN Y CRITERIOS DE MODELACIÓN

En función de su interconexión con el sistema de subtransmisión a 69kV, el cálculo de pérdidas considera:

- El sistema radial de CENTROSUR, conformado por las líneas entre las subestaciones 07 Ricaurte, 12 El Descanso, 09 Azogues y 18 Cañar
- La construcción de la línea Sinincay – S/E 18 Cañar, conductor ACAR 750MCM, longitud 33 km, capacidad 783 A.
- Factor de planta de la central Ocaña igual a 1.
- Costo de compra de energía: 57,7 \$/MWh.
- Crecimiento de la demanda
- La variación de pérdidas en el resto del sistema de subtransmisión de CENTROSUR no se evalúa, por ser mínima.

6.2.2.2 CASOS DE ESTUDIO

Caso 1 Base.-Sin Ocaña y sin la línea Sinincay – Cañar: Corresponde a la configuración actual y constituye el caso base de análisis con el cual se comparan las otras alternativas:

Caso 2.- Al Caso 1 se le agrega la central Ocaña.

Caso 3.- Al Caso 1 se le agrega la central Ocaña y la línea Sinincay – Cañar.

6.3 RESULTADOS PARA EL AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE OCAÑA

El resumen del cálculo de pérdidas de energía se presenta en la tabla A1.5.

Caso	2012	2013
1. Condiciones Normales (CN)	325	355
2. CN+Ocaña	7.418	7.720
3. CN+Ocaña+Lín Sny-18	2.424	2.343
Incremento 2 respecto a 1	7.093	7.365
Incremento 3 respecto a 1	2.099	1.988

Tabla A 6.5.- Pérdidas de energía en el año entrada [MWh/año]

El ingreso de la central Ocaña ocasionaría que el porcentaje de pérdidas de la CENTROSUR un incremento en el 0,84%, llegando a un total de 8,14%, valor que estaría por encima del comprometido dentro del plan de reducción de pérdidas. Con la inclusión de la línea Sinincay-Cañar, el incremento llega al 0,24%, dando un total de 7,54%, cifra que está más cercana a las políticas actuales y que influiría levemente en el performance de la empresa.

Caso	Incremento de pérdidas [MWh]	Disponible [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas %
1		830.698,80	60.641	7,30%
2	7.632,00	838.330,80	68.273	8,14%
3	2.198,00	832.896,80	62.839	7,54%
4	3.180,00	832.896,80	26.183	3,44%

Tabla A 6.6.- Incidencia en las pérdidas de la CENTROSUR

Sin embargo al no haberse incorporado en enero sino operado menos de un mes en abril y reincorporado en septiembre, estos valores se han reducido en 5/12, durante el año 2012. Lo cual se convierte en un Caso 4.

En la tabla A1.7.- se presenta la valoración de pérdidas, para lo cual se toma como referencia el caso 1 (caso base) y se determinan los costos incrementales por pérdidas adicionales que representan la operación de la central Ocaña.

Valoración de pérdidas	2012	2013
Caso 2 vs Caso 1	409.266	424.961
Caso 3 vs Caso 1	121.112	114.708
Caso 4 vs Caso 1	170.528	-

Tabla A 6.7.-Valoración del incremento de pérdidas (\$)

Las pérdidas originadas por la inclusión de Ocaña representan un costo anual adicional de \$440.366 dentro del rubro compra de energía y corresponde al monto que la CENTROSUR debe pagar por compra adicional de energía (a 57,7\$/MWh), esto en el caso de que no se construya la línea Sinincay – SE 18 Cañar.

Considerando que la entrada de Ocaña se retrasó y por los problemas imprevistos en su sistema de conducción se redujo a 5 meses durante 2012, lo que representa 183.485 \$/año.

Con la inclusión de la línea Sinincay-S/E 18, este valor se establecería en 126.824 \$/año, obteniéndose una reducción de \$313.542 año.

6.4 ALTERNATIVAS DE COMPESACIÓN DE PÉRDIDAS

Dado que las regulaciones del CONELEC no establecen reglas de mercado claras para asumir las pérdidas y al ser este un Sistema GD embebido en la Distribución y relativamente alejado de las cargas que equiparan su producción, se hace necesario un análisis de posibles mecanismos de compensación o evitar costos adicionales en la operación del sistema de distribución de la CENTROSUR.

En función de ello se han planteado posibles salidas para que se compensen los sobrecostos en la distribuidora por las pérdidas que generarían estos nuevos flujos de potencia:

1.- En el contrato de conexión con ELECAUSTRO (Ocaña), se incluya la forma de remunerar, al distribuidor el monto de pérdidas incrementales, valoradas al costo medio mensual de compra de la CENTROSUR determinado por el CENACE (costos de generación & transmisión) y el VAD en el mes de liquidación.



ELECAUSTRO (Ocaña) podrá ser remunerado en los contratos regulados, mediante la aplicación de los cargos fijos y variables determinados anualmente en el estudio de costos aprobado por el CONELEC, el que considerará:

- La energía neta registrada en la S/E 18
- Los costos fijos y variables, que incluirán los valores pagados a CENTROSUR por concepto de pérdidas, declarados por ELECAUSTRO.

2.- Se establezca un factor <1 , que afecte la energía neta de generación registrada en la S/E 18, y así compensar las pérdidas incrementales en el sistema de distribución.

ELECAUSTRO será remunerado a través de los contratos regulados, mediante la aplicación de los cargos fijos y variables determinados anualmente en el estudio de costos aprobado por el CONELEC, el que considerará, entre otros:

- La energía neta registrada en la S/E 8, disminuida en el valor del factor definido por el CONELEC.
- Los costos fijos y variables declarados por ELECAUSTRO.

3.- Por medio del CENTRO NACIONAL DE CONTROL (CENACE) realice un cálculo horario de las pérdidas incrementales, en función de la producción neta de la central Ocaña, medida en la S/E 18, y se haga el reparto valorado a los agentes consumidores (similar al de pérdidas en transmisión).

4.- Se emita por el CONELEC una Regulación en la evaluación y pago del cargo fijo de transmisión por parte de las distribuidoras, por el cual el valor de potencia asociado a la evaluación del cargo fijo de transmisión sea aquel que resulte de la diferencia entre la demanda máxima del distribuidor y el aporte interno de la generación embebida, en la hora de potencia máxima. Cargo que actualmente está asociado a la demanda máxima de los distribuidores (sin considerar la generación interna del sistema de distribución).

Lista de Figuras Anexo1.-

Figura A 1.- Perfil de tensiones Contingencia 1.Dmax.....	208
Figura A 2.- Perfil de tensiones Contingencia 1. Dmin.	208
Figura A 3.- Perfil de tensiones Contingencia 3. Dmax.....	209
Figura A 4.- Perfil de tensiones Contingencia 3. Dmin.	210
Figura A 5.- CASO BASE DEMANDA MAXIMA: ANALISIS DE CONTINGENCIAS	215
Figura A 6.- CASO BASE DEMANDA MAXIMA ANALISIS DE CONTINGENCIAS	216

Lista de Tablas Anexo1.-

Tabla A 1.1.- Contingencia 1- Caídas de Tensión en Barra a Dmáx.....	207
Tabla A 1.2.- Contingencia 1 - Caídas de Tensión en Barra a Dmin.....	208
Tabla A 1.3.-Contingencia 3. Caídas de Tensión en Barra a Dmáx.....	209
Tabla A 1.4.-Contingencia 3. Caídas de Tensión en Barra a Dmín.....	209
Tabla A 1.5.- Pérdidas de energía en el año entrada [MWh/año].....	211
Tabla A 1.6.- Incidencia en las pérdidas de la CENTROSUR	212
Tabla A 1.7.-Valoración del incremento de pérdidas (\$).....	212

6.5 CONCLUSIONES

- En estado estacionario de la Central Ocaña no se afecta en el perfil de tensiones de las barras más cercanas a la Central, tanto en operación normal como ante las contingencias analizadas.
- La operación en estado estacionario de la Central Ocaña no produce sobrecargas en ningún elemento cercano a la Central por fuera de los límites de operación, tanto en condiciones normales y ante las contingencias planteadas.
- Las variaciones en el perfil de tensiones que la operación de la Central Ocaña ocasiona en las barras cercanas a la Central presentan un máximo de 0,017 pu, lo permite concluir que se requiere modificar los taps de los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución.
- En la contingencia 3 - Salida de la línea S/E 18 - S/E 09 - se puede verificar que el ingreso de la Central Ocaña trae consigo la posibilidad de operación de la central aislada del sistema, supliendo por sí sola la demanda de la S/E 18, ante una falla o mantenimiento de la línea S/E 09 - S/E 18, o aún de la S/E 18 y S/E 09 si la falla o mantenimiento se produce en la línea S/E 12 - S/E 09.
- Este tipo de proyectos de generación embebida en la red, no tienen incentivos favorables para la aceptación por parte de la distribuidora, considerando que la potencia de la instalación es superior en el 100% del índice de penetración.
- Un cambio regulatorio podría incentivar a que las distribuidoras acepten o promuevan la instalación de generación distribuida en su sistema de distribución, bajo el atractivo económico de que la reducción en el pago del cargo fijo de transmisión supla el costo incremental de pérdidas técnicas y que en el largo plazo, pueda contar con generación interna suficiente para atender la demanda de su área de concesión.
- Tanto la generación de bajo costo como los costos incrementales que ésta produzca en un sistema de distribución serían asumidos por toda la demanda del Mercado, lo contrario da lugar a que la demanda nacional reciba solo los beneficios y la demanda local (del área de concesión de la distribuidora) asume los sobrecostos, siendo éste un mecanismo no equitativo para los consumidores, lo que genera obstáculos a los emprendedores de GD por la incertidumbre de no tener estos impactos resueltos y adicionalmente incumple el objetivo de tener un precio único real de mercado.
- La Generación Distribuida en el sistema de distribución no considera la importancia de tener la capacidad de arranque en negro por lo que la regulación debe considerar este requerimiento, esto como prueba de lo indicado en la nota 2 de este anexo.

Figura A 5.- CASO BASE DEMANDA MAXIMA: ANALISIS DE CONTINGENCIAS

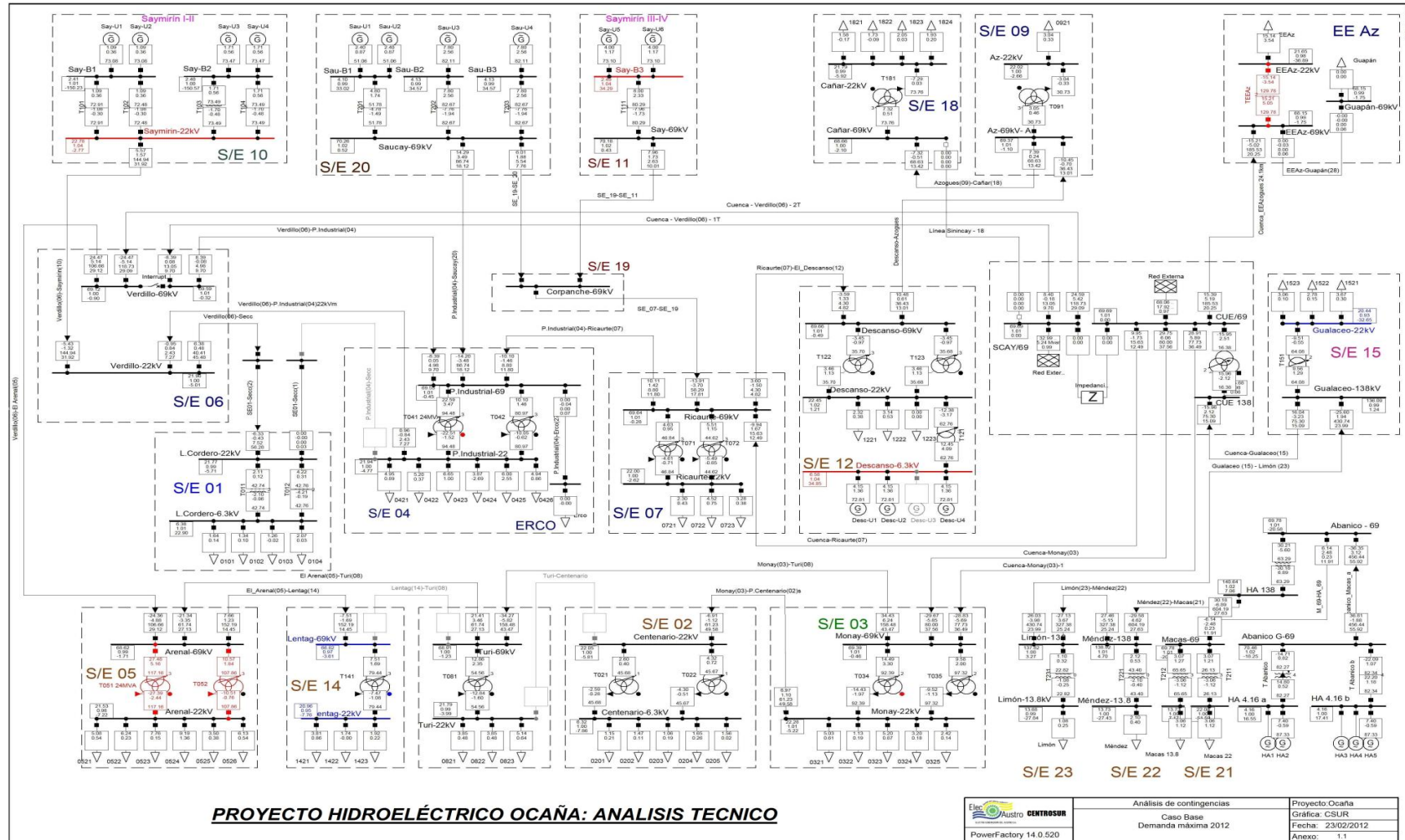
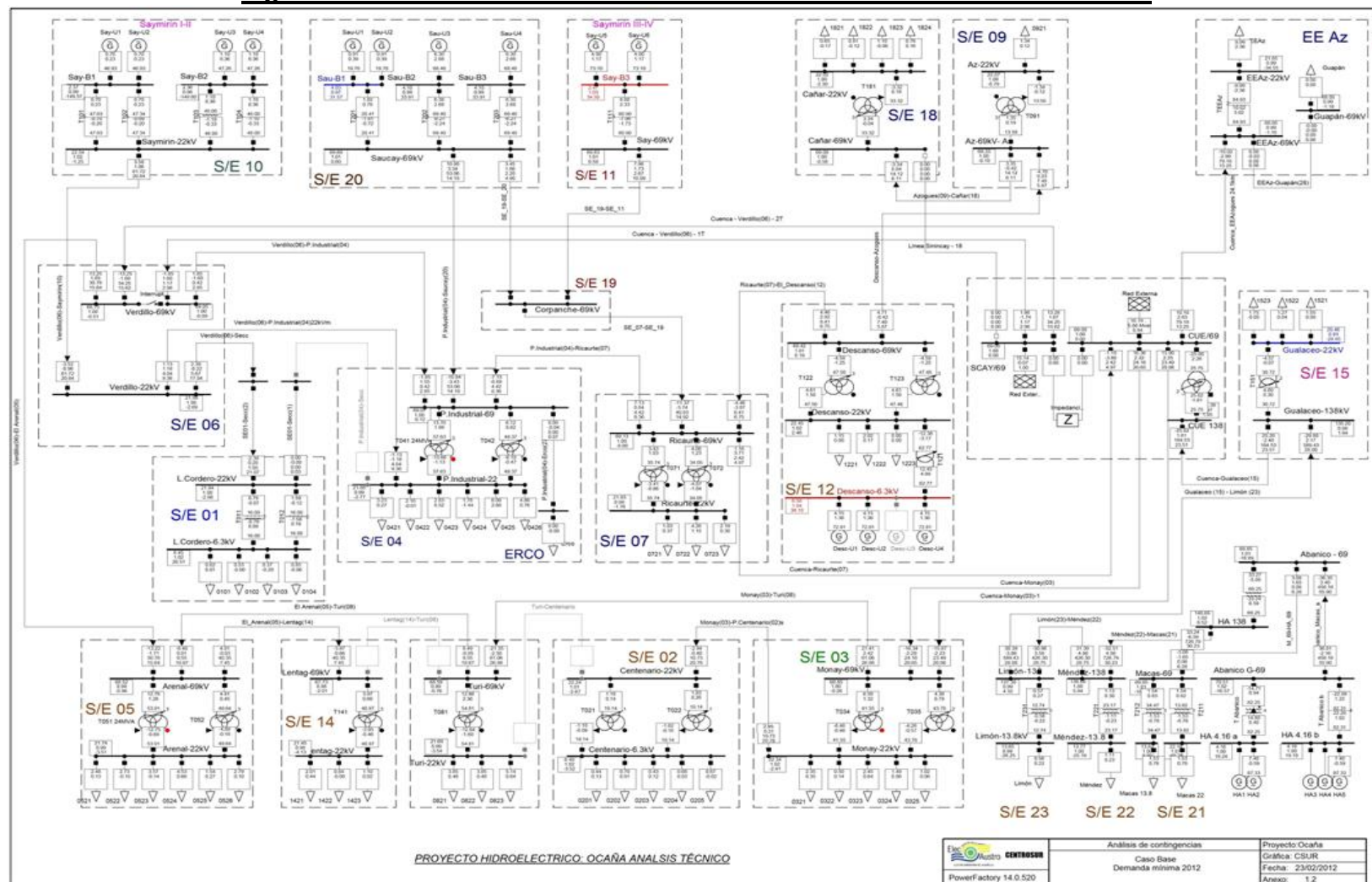


Figura A 6.- CASO BASE DEMANDA MAXIMA ANALISIS DE CONTINGENCIAS





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FUNDADA EN 1867
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS RETOS FRENTE AL
NUEVO MARCO LEGAL DEL MERCADO ELÉCTRICO
ECUATORIANO”**

INTRODUCCIÓN

Autor: Fernando Durán Contreras

16/10/2013

Anexo 2

2	PROYECTO BIOGENERACIÓN PICHACAY	218
2.1	CONDICIONES DE INICIALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.-.....	218
2.2	ESTADOS DE OPERACIÓN. CORTOCIRCUITO Y PERFILES DE TENSIÓN.-	219
2.3	ALTERNATIVA 1: ESTUDIO Y RESULTADOS	221
2.4	ALTERNATIVA 2: ESTUDIO Y RESULTADOS (ANEXO 4).....	223
2.5	ALTERNATIVA 3: ESTUDIO Y RESULTADOS (ANEXO 5).....	225
2.6	CONCLUSIONES	226

7 PROYECTO BIOGENERACIÓN PICHACAY

ANÁLISIS TÉCNICO DE IMPACTO PREVIO A LA INTERCONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR C.A.[12]

Los datos obtenidos de cada simulación en los que se basa el análisis técnico son:

- Pérdidas de potencia y energía.
- Datos de corriente de carga y de cto. cto.
- Datos de caída de tensión acumulada.
- Cargabilidad del alimentador.

7.1 CONDICIONES DE INICIALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.-

Previo al análisis de los escenarios, se presentan a continuación los detalles técnicos actuales (sin generación) de los alimentadores 0321 y 0823:

Flujo de carga - Reporte sumario red 0321

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4725.74	472.35	4749.28	99.5
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4725.74	472.35	4749.28	99.5
Carga leída (no regulada)	4574.52	619.24	4616.24	99.1
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4574.33	618.98	4616.02	99.1
Capacitancia del cable	0	19.08	19.08	0
Capacitancia de la línea	0	261.09	261.09	0
Capacitancia shunt total	0	280.16	280.16	0

Condiciones anormales	Fase	Peor caso	%
Cargabilidad	B	34235_MTA	41.06
Baja tensión	B	40466_MTA	96.74
Sobre tensión	B	ALIM_0321	101.18

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	75.3071	253.585	17,751
Pérdidas en los cables	1.3001	4.378	0,306
Pérdidas en los transformadores	74.7982	595.1526	41,66
Pérdidas totales	151.4055	853.1157	59.718

Tabla A.2 1.- Resumen de flujo de carga estado actual del Alimentador 0321.

Flujo de carga - Reporte sumario red 0823

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1386.21	275.85	1413.39	98.08
Generadores	0	0	0	0
Producción total	1386.21	275.85	1413.39	98.08
Carga leída (no regulada)	1346.06	284.38	1375.77	97.84
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	1346.03	284.35	1375.74	97.84
Capacitancia del cable	0	0.97	0.97	0
Capacitancia de la línea	0	38.38	38.38	0
Capacitancia shunt total	0	39.35	39.35	0

Condiciones anormales	Fase	Peor caso	%
Cargabilidad	B	11371_MTA	34.55
Baja tensión	A	19371_MTA	96.74
Sobre tensión	B	ALIM_0823	100

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	21.4743	188.115	13,168
Pérdidas en los cables	0.0001	0.0011	0,001
Pérdidas en los transformadores	18.7061	163.8652	11,470
Pérdidas totales	40.1805	351.9813	24,638

Tabla

Resumen de flujo de carga estado actual de los alimentados 0823.

A.2 2.-

7.2 ESTADOS DE OPERACIÓN. CORTOCIRCUITO Y PERFILES DE TENSIÓN.-

Los estados de operación de los alimentadores 0321 y 0823, han sido monitoreados en Varios puntos de la red, y sus resultados se pueden observar en los Anexo 1 y 2.

En cuanto a los perfiles de tensión y de corriente de cortocircuito en el punto más crítico de tensión de dichos primarios en condiciones normales se presentan en las figuras siguientes:

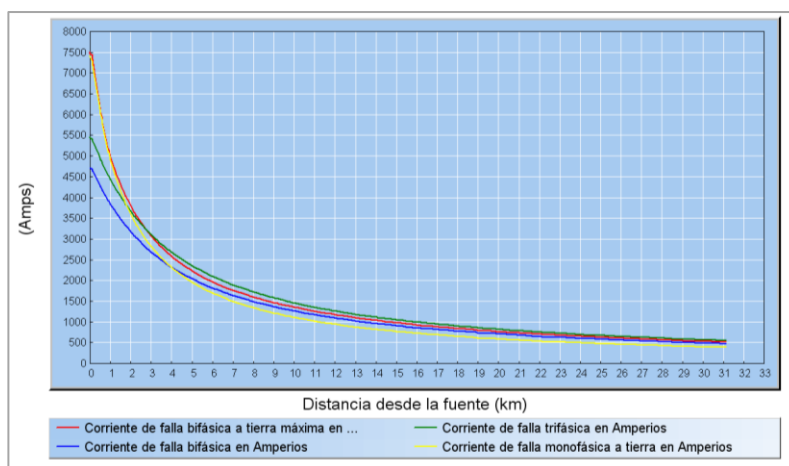


Figura A.2 1.-Perfil de corriente de cortocircuito en el punto crítico de tensión. Alimentador 0321.

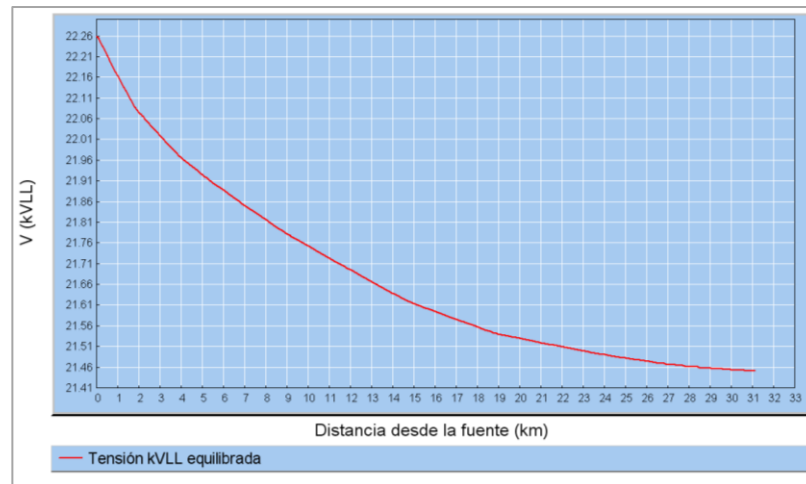


Figura A.2 2. -Perfil de tensión en el punto crítico de tensión Alimentador 0321.

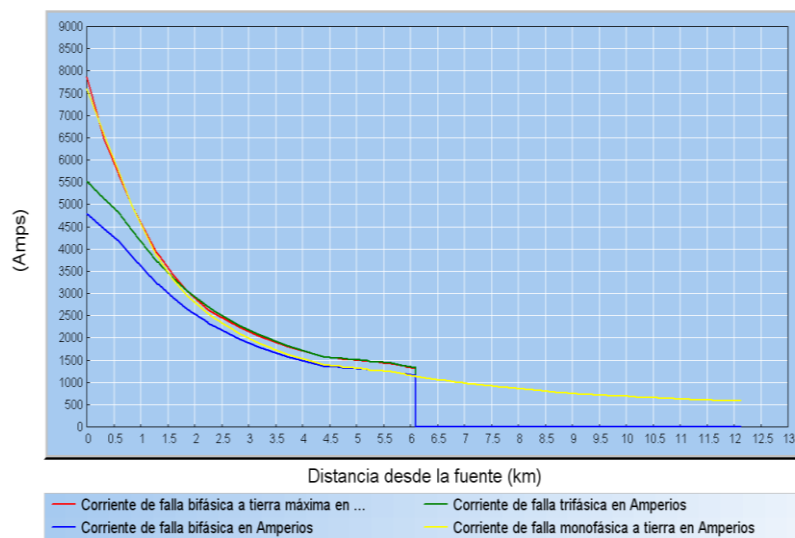


Figura A.2 3. -Perfil de corriente de cortocircuito en el punto crítico de tensión Alimentador 0823.

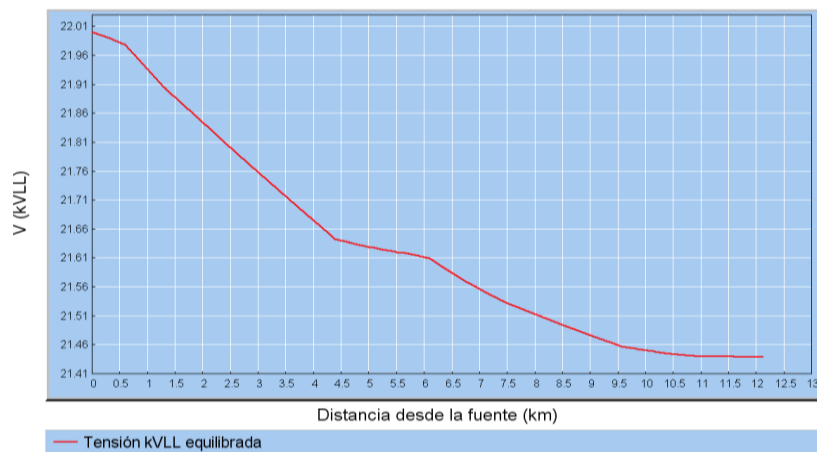


Figura A.2 4. -Perfil de tensión en el punto crítico de tensión alimentador 0823.

Con las condiciones iniciales de los alimentadores que entran en el estudio se revisarán las tres alternativas planteadas.

7.3 ALTERNATIVA 1: ESTUDIO Y RESULTADOS

Flujo de carga - Reporte sumario red 0321 alternativa 1

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2872.05	508.42	2916.71	98.47
Generadores	1818.06	1.14	1818.06	100
Producción total	4690.12	509.56	4717.72	99.41
Carga leída (no regulada)	4574.52	619.24	4616.24	99.1
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4574.58	619.47	4616.33	99.1
Capacitancia del cable	0	19.39	19.39	0
Capacitancia de la línea	0	274.7	274.7	0
Capacitancia shunt total	0	294.08	294.08	0

Condiciones anormales	Fase	Peor caso	%
Cargabilidad	B	968	79.05
Baja tensión	B	968	99.16
Sobre tensión	B	ALIM_0321	101.18

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	26.8284	90.3406	6,323
Pérdidas en los cables	0.4994	1.6817	0,117
Pérdidas en los transformadores	88.2117	648.7651	45,413
Pérdidas totales	115.5396	740.7874	51.855

Tabla A.2 3. -Resumen de flujo de carga en el alimentadores 0321. Conectado el generador GD.

Observando la Tabla 4.5.2, de resumen:

- 1.- Los niveles de tensión mejoran notablemente de **96.74 % a 99.16%**;
- 2.- Las pérdidas de energía disminuyen de **853.11 MWh/año a 740.78 MWh/año**
- 3.- Hay un ahorro económico por reducción de pérdidas de **\$ 7,863 / año**

El perfil de tensión en el punto donde se conecta el generador de Biogás a la red de la CENTROSUR (Poste No 319287) presenta el siguiente grafico de con tensiones y de corrientes de cortocircuito.

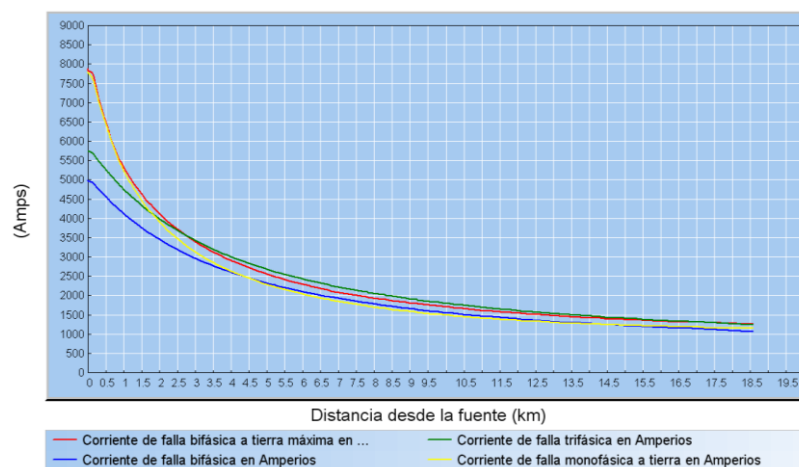


Figura A.2 5.-Perfil de Icc en el punto de conexión al alimentador 0321.

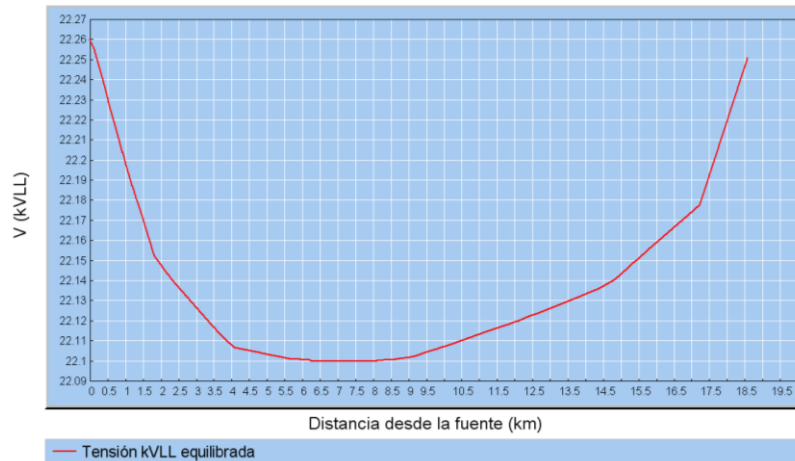


Figura A.2 6.-Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0321.

El perfil de tensión en el punto más crítico en el alimentador 0321 se ve mejorado tal como se indica en el siguiente gráfico.

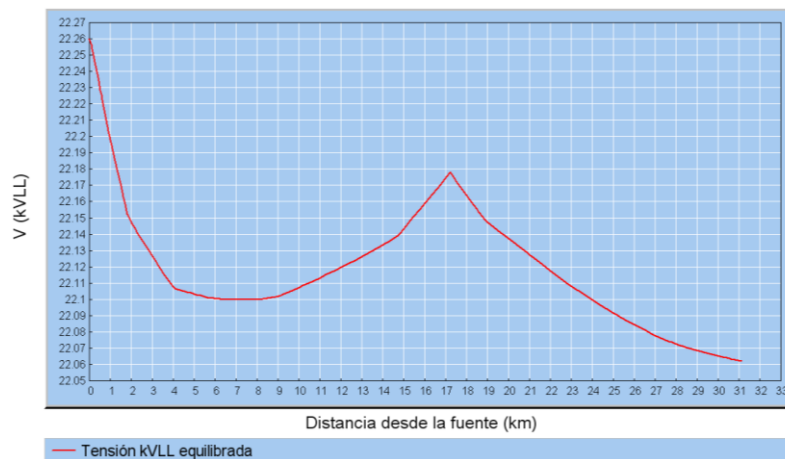


Figura A.2 7.-

tensión en el punto crítico del alimentador 0321.

Perfil de

La cargabilidad en el alimentador 0321 viene dada por la capacidad de corriente que puede soportar el primer tramo de su salida (3/0 ACSR 300 A).

En condiciones normales está: en 41.06% (corriente de carga 123.2 A)

Con la conexión de GD Biogás: la cargabilidad se reduce a 25.2% (corriente de carga de 75.6 A).

El aporte del generador a las corrientes de cortocircuito en la cabecera del alimentador 0321, provocan un incremento en dichas corrientes que deberán ser consideradas en el estudio de protecciones por la calibración de las IED de la subestación.

Tipo de Falla	Actual (A)	Con Generador (A)
L-T	7.416	7.796
L.-L	4.721	4.985
L-L-L	5.452	5.756

Tabla A.2 4.- Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0321.

Resultados del monitoreo del alimentador 0321 en la alternativa se detallan en la Fig. A2.5.

7.4 ALTERNATIVA 2: ESTUDIO Y RESULTADOS (Anexo 4)

Flujo de carga - Reporte sumario red alimentador 0321 alternativa 2

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2879.35	513.08	2924.71	98.45
Generadores	1818.1	1.17	1818.1	100
Producción total	4697.45	514.25	4725.52	99.41
Carga leída (no regulada)	4574.52	619.24	4616.24	99.1
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4574.56	619.44	4616.31	99.1
Capacitancia del cable	0	19.39	19.39	0
Capacitancia de la línea	0	276.63	276.63	0
Capacitancia shunt total	0	296.02	296.02	0

Condiciones anormales	Fase	Peor caso	%
Sobrecarga	B	968	79.05
Baja tensión	B	40466_MTA	99.09
Alta tensión	B	ALIM_0321	101.35

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	34.3185	115.5622	8,089
Pérdidas en los cables	0.5021	1.6908	0,118
Pérdidas en los transformadores	88.0664	647.6623	45,336
Pérdidas totales	122.887	764.9153	53,544

Tabla A.2 5.- Resumen de flujo de carga del alimentadores 0321. Conectado el Generador.

Observando la Tabla 4, de resumen:

- 1.- Los niveles de tensión mejoran notablemente de **96.74 % a 99.09%**;
- 2.- Las pérdidas de energía disminuyen de **853.11 MWh/año a 764.915MWh/año**
- 3.- Hay un ahorro económico por reducción de pérdidas de **\$ 6,174 /año**

El perfil de tensión en el punto donde se conecta el generador de Biogás a la red de la CENTROSUR (Poste No 258966) presenta el siguiente grafico de con tensiones y de corrientes de cortocircuito.

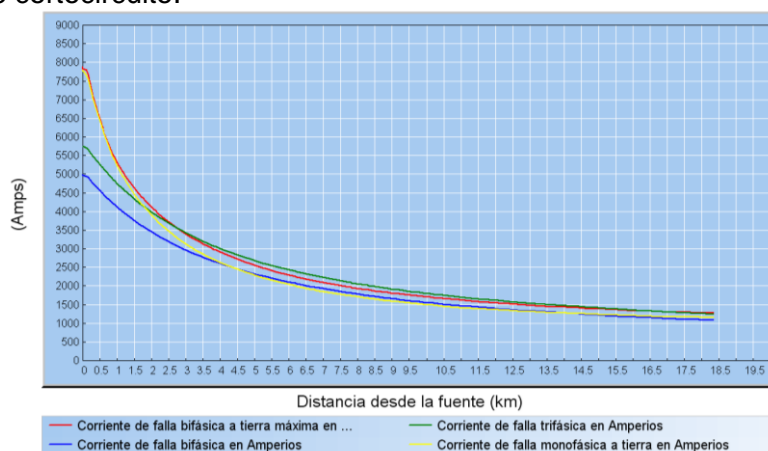


Figura A.2 8.- Perfil de Icc en el punto de conexión al alimentador 0321.

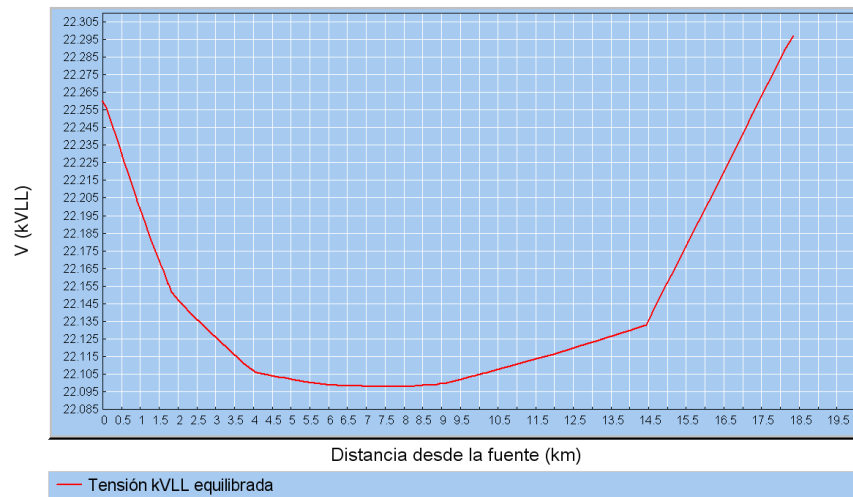


Figura A.2 9.- Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0321.

Mejora del perfil de tensión en el punto más crítico del alimentador 0321:

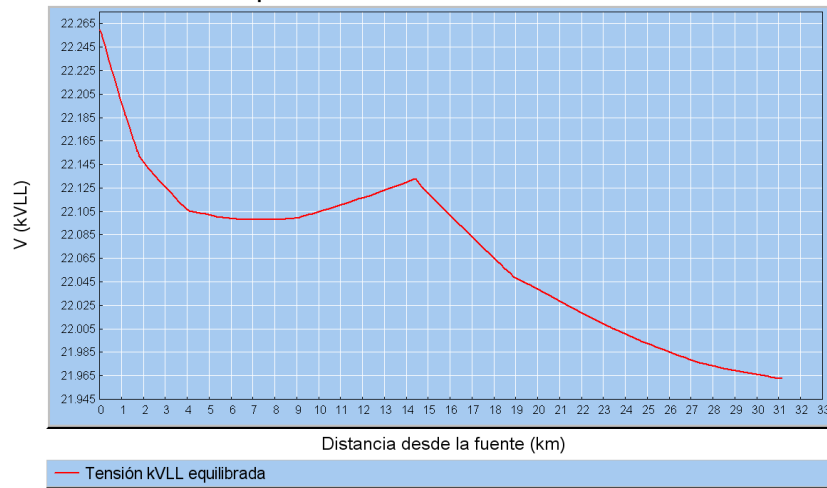


Figura A.2 10.-

tensión en el punto crítico del alimentador 0321.

Perfil de

La cargabilidad en el alimentador 0321 viene dada por la capacidad de corriente que puede soportar el primer tramo de su salida (3/0 ACSR 300 A).

En condiciones normales está: en 41.06% (corriente de carga 123.2 A)

Con la conexión de GD Biogás: la cargabilidad se reduce a 25,3% (I de carga de 75,9 A).

El aporte del generador a las corrientes de cortocircuito en la cabecera del alimentador 0321, provocan un incremento en dichas corrientes que deberán ser consideradas en el estudio de protecciones por la calibración de las IED de la subestación.

Tipo de Falla	Actual (A)	Con Generador (A)
L-T	7.416	7.798
L.-L	4.721	4.986
L-L-L	5.452	5.757

Tabla A.2 6.- Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0321.

Los detalles del monitoreo del alimentador, con la alternativa dos se encuentran detallados en el anexo 4.

7.5 ALTERNATIVA 3: ESTUDIO Y RESULTADOS (Anexo 5)

Flujo de carga - Reporte sumario red 0823 alternativa 3

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	-405.59	387.5	560.94	-72.31
Generadores	1818.43	1.25	1818.43	100
Producción total	1412.83	388.75	1465.34	96.42
Carga leída (no regulada)	1346.06	284.38	1375.77	97.84
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	1346.23	284.49	1375.96	97.84
Capacitancia del cable	0	0.98	0.98	0
Capacitancia de la línea	0	48.36	48.36	0
Capacitancia shunt total	0	49.34	49.34	0

Condiciones anormales	Fase	Peor caso	%
Sobrecarga	B	968	79.06
Baja tensión	B	11371_MTA	99.3
Alta tensión	B	996	102.14

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	35.6852	312.6027	21,882
Pérdidas en los cables	0.0001	0.0013	0,001
Pérdidas en los transformadores	30.921	270.8676	18,960
Pérdidas totales	66.6063	583.4716	40,843

Tabla A.2 7- Resumen de flujo de carga en el alimentadores 0823 conectado el generador.

Observando la Tabla 6, de resumen:

- 1.- Los niveles de tensión mejoran notablemente de **96.74 % a 99.30%**;
- 2.- Las pérdidas de energía aumentan de **351,981 MWh/año a 583,471MWh/año**
- 3.- Hay un incremento en los costos por elevación de pérdidas de **\$ 16,205 /año**

El perfil de tensión en el punto donde se conecta el generador de Biogás a la red de la CENTROSUR (Poste No 275004) presenta el siguiente grafico de con tensiones y de corrientes de cortocircuito.

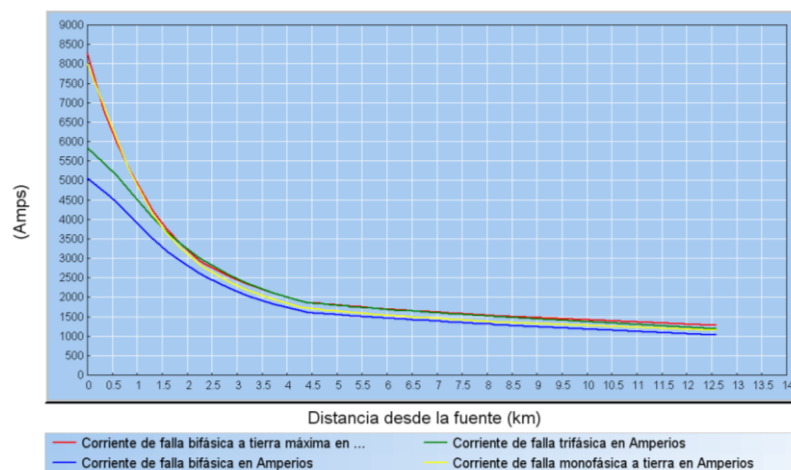


Figura A.2 11.- Perfil de I de cortocircuito en el punto de conexión al alimentador 0823.

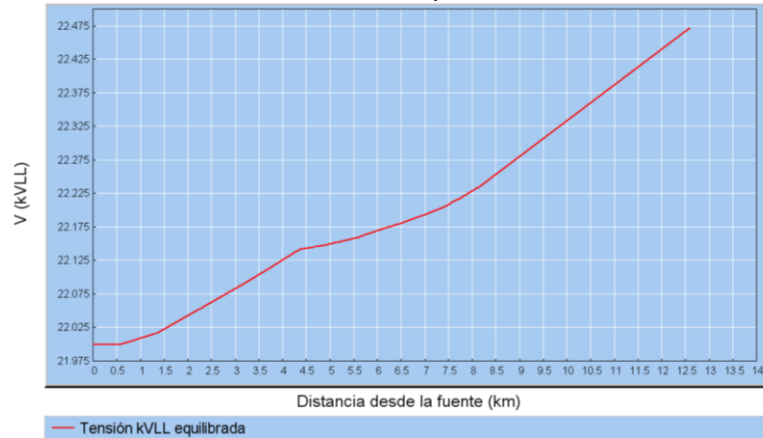


Figura A.2 12.- Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0823.

Mejora del perfil de tensión en el punto más crítico del alimentador 0823:

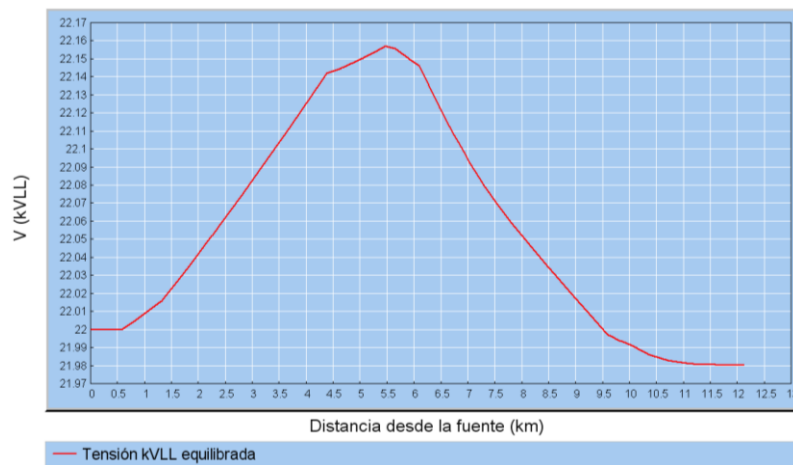


Figura A.2 13.-Perfil de tensión en el punto crítico del alimentador 0823.

La cargabilidad del alimentador 0823 en condiciones normales esta en 12.4% (corriente de carga 37.1 A), conectado el generador la cargabilidad disminuye a 4.9% (corriente de carga de 14.7 A).

Por último el aporte del generador a las corrientes de cortocircuito en la cabecera del alimentador 0823, provocan un incremento en dichas corrientes que deberán ser consideradas por la calibración de las IED de la subestación.

Tipo de Falla	Actual (A)	Con Generador (A)
L-T	7.598	8.001
L.-L	4.787	5.061
L-L-L	5.528	5.844

Tabla A.2 8.-Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0823.

Los detalles del monitoreo del alimentador con la alternativa dos se encuentran detallados en el anexo 5.

7.6 CONCLUSIONES

- La alternativa más viable desde el punto de vista técnico, que las mejores condiciones de operación y en la calidad del servicio técnico es la alternativa uno, pues se mejora notablemente los niveles de tensión, en donde se presentan los valores menores de sobretensión en el punto de conexión a la red existente.

- Los valores de pérdidas en la alternativa uno es donde se presentan mejores resultados, produciéndose un ahorro de \$8.000 dólares al año.
- Al estudio técnico realizado debe incorporarse el estudio de protecciones en función de la alternativa definida con el emprendedor, que sería la 1 por ser la más viable. cabe explicar que para el estudio de protecciones no se tiene una regulación específica o políticas de interconexión, se recomienda al emprendedor que se base en las disposiciones de la IEEE P 1547, siendo una norma o referente internacional.
- En estado estacionario de la Central de Bío-generación de Pichacay no se afecta en el perfil de tensiones del alimentador operación normal en las alternativas de conexión analizadas.
- La operación en estado estacionario de la Central Pichacay no produce sobrecargas en ningún elemento cercano del Alimentador, fuera de los límites de operación.
- Este tipo de proyectos de generación embebida en la red de media tensión no dispone de regulación de interconexión como modelos de contratos para gestionar con el distribuidor, el modelo actual se basa en los contratos de conexión al Transmisor, pero las connotaciones en este nivel son muy diferentes.
- La potencia de 1,8 MW de la generación distribuida a conectarse al alimentador en la alternativa seleccionada, es favorable para el sistema, es decir que cuenta con escenarios favorables para la aceptación por parte de la distribuidora, considerando que la potencia de la instalación es inferior al 100% del índice de penetración.

Lista de Figuras Anexo 2.-

<i>Figura A.2 1.- Perfil de corriente de cortocircuito en el punto crítico de tensión. Alimentador 0321.....</i>	<i>219</i>
<i>Figura A.2 2.- Perfil de tensión en el punto crítico de tensión Alimentador 0321.....</i>	<i>220</i>
<i>Figura A.2 3.- Perfil de corriente de cortocircuito en el punto crítico de tensión Alimentador 0823.....</i>	<i>220</i>
<i>Figura A.2 4.- Perfil de tensión en el punto crítico de tensión alimentador 0823.....</i>	<i>220</i>
<i>Figura A.2 5.- Perfil de lcc en el punto de conexión al alimentador 0321.....</i>	<i>221</i>
<i>Figura A.2 6.- Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0321.....</i>	<i>222</i>
<i>Figura A.2 7.- Perfil de tensión en el punto crítico del alimentador 0321.....</i>	<i>222</i>
<i>Figura A.2 8.- Perfil de lcc en el punto de conexión al alimentador 0321.....</i>	<i>223</i>
<i>Figura A.2 9.- Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0321.....</i>	<i>224</i>
<i>Figura A.2 10.- Perfil de tensión en el punto crítico del alimentador 0321.....</i>	<i>224</i>
<i>Figura A.2 11.- Perfil de l de cortocircuito en el punto de conexión al alimentador 0823.....</i>	<i>226</i>
<i>Figura A.2 12.- Perfil de tensión en el punto de conexión al alimentador 0823.....</i>	<i>226</i>
<i>Figura A.2 13.-Perfil de tensión en el punto crítico del alimentador 0823.....</i>	<i>226</i>

Lista de Tablas Anexo 2.-

<i>Tabla A.2 1.- Resumen de flujo de carga estado actual del Alimentador 0321.....</i>	<i>218</i>
<i>Tabla A.2 2.- Resumen de flujo de carga estado actual de los alimentados 0823.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabla A.2 3.-Resumen de flujo de carga en el alimentadores 0321. Conectado el generador GD.....</i>	<i>221</i>
<i>Tabla A.2 4.- Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0321.....</i>	<i>222</i>
<i>Tabla A.2 5.- Resumen de flujo de carga del alimentadores 0321. Conectado el Generador.....</i>	<i>223</i>
<i>Tabla A.2 6.- Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0321.....</i>	<i>224</i>
<i>Tabla A.2 7.- Resumen de flujo de carga en el alimentadores 0823 conectado el generador.....</i>	<i>225</i>
<i>Tabla A.2 8.- Corrientes de falla en cabecera del alimentador 0823.....</i>	<i>226</i>

Lista de Figuras de Simulaciones de Cymdist del Anexo 2

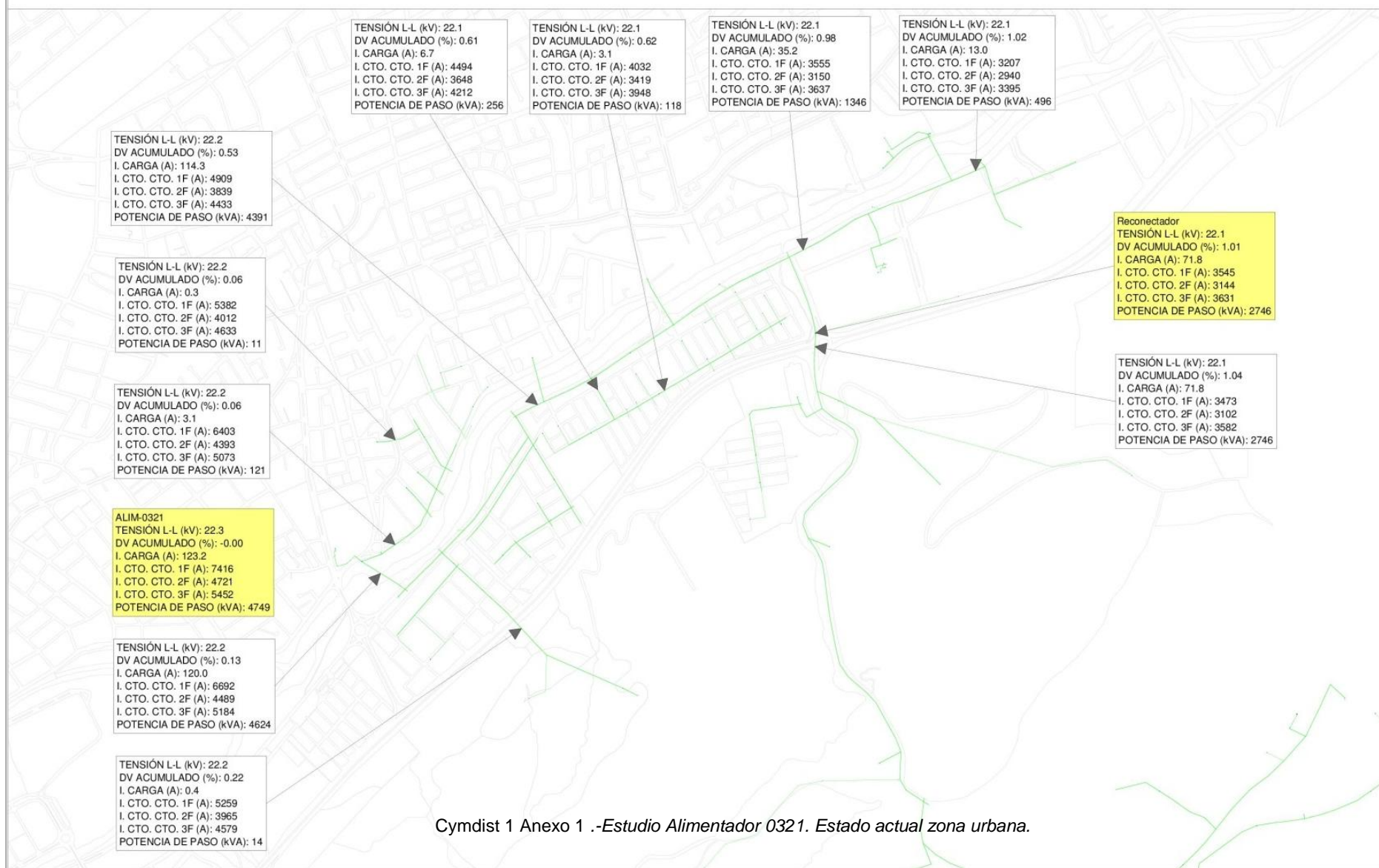
<i>Cymdist 1 Anexo 1.- Estudio Alimentador 0321. estado actual zona urbana.....</i>	<i>229</i>
<i>Cymdist 2 Anexo2.- Estudio Alimentador 0321 estado actual zona rural.....</i>	<i>230</i>
<i>Cymdist 3 Anexo 2.1.-Estudio alimentador 0823 estado actual Simulación transferencia.....</i>	<i>231</i>
<i>Cymdist 4 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 zona urbana.....</i>	<i>232</i>
<i>Cymdist 5 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 zona rural.....</i>	<i>233</i>
<i>Cymdist 6 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 subestación de transformación elevadora.....</i>	<i>234</i>
<i>Cymdist 7. Anexo 2.4.-Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 zona urbana.....</i>	<i>235</i>



<i>Cymdist 8 Anexo 2.4.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 zona rural.</i>	<i>236</i>
<i>Cymdist 9 Anexo 2.4.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 subestación elevadora de transformación.</i>	<i>237</i>
<i>Cymdist 10 Anexo 2.5.- Estudio Alimentador 0823 alternativa 3 subestación elevadora de transformación.</i>	<i>239</i>

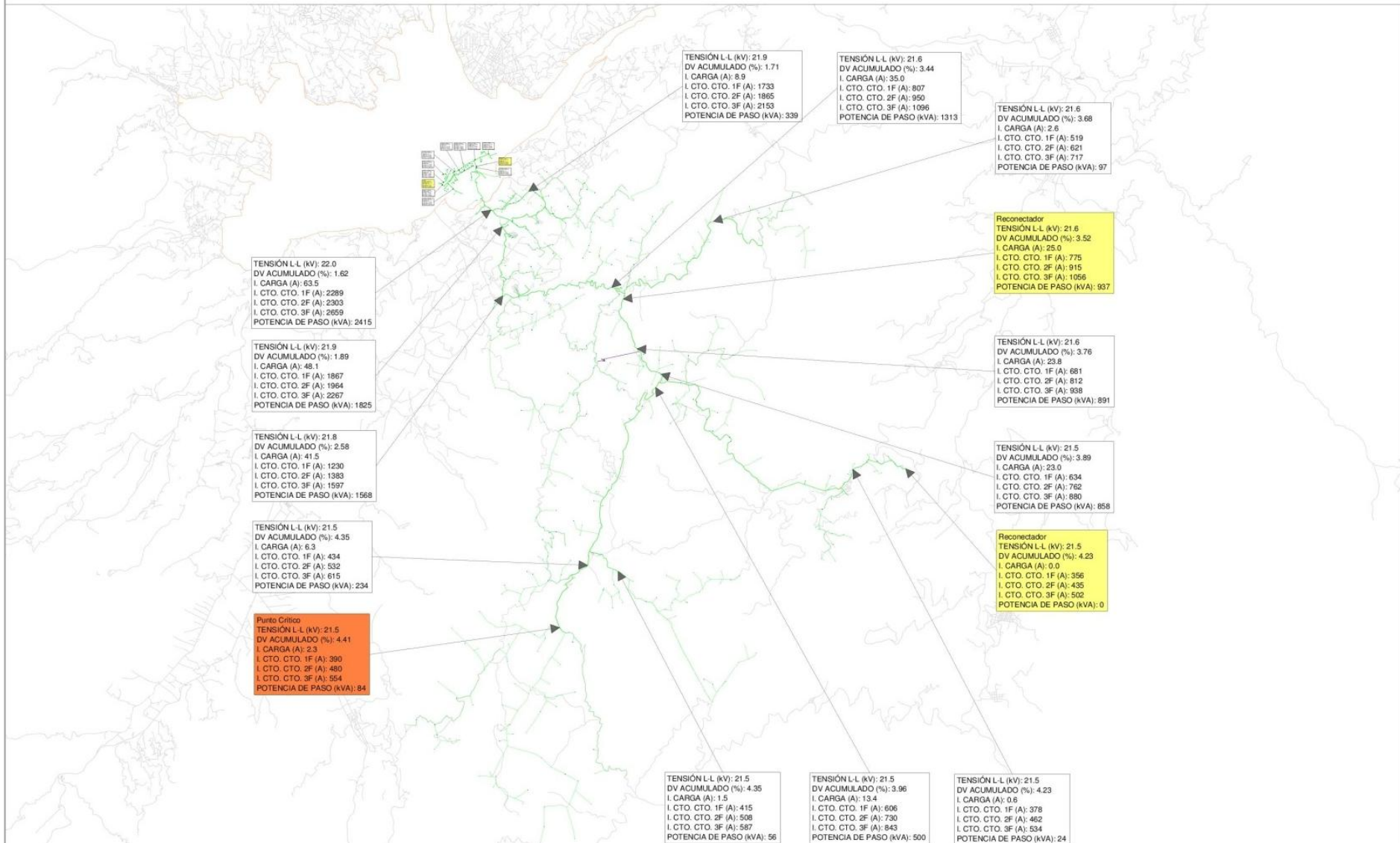


ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



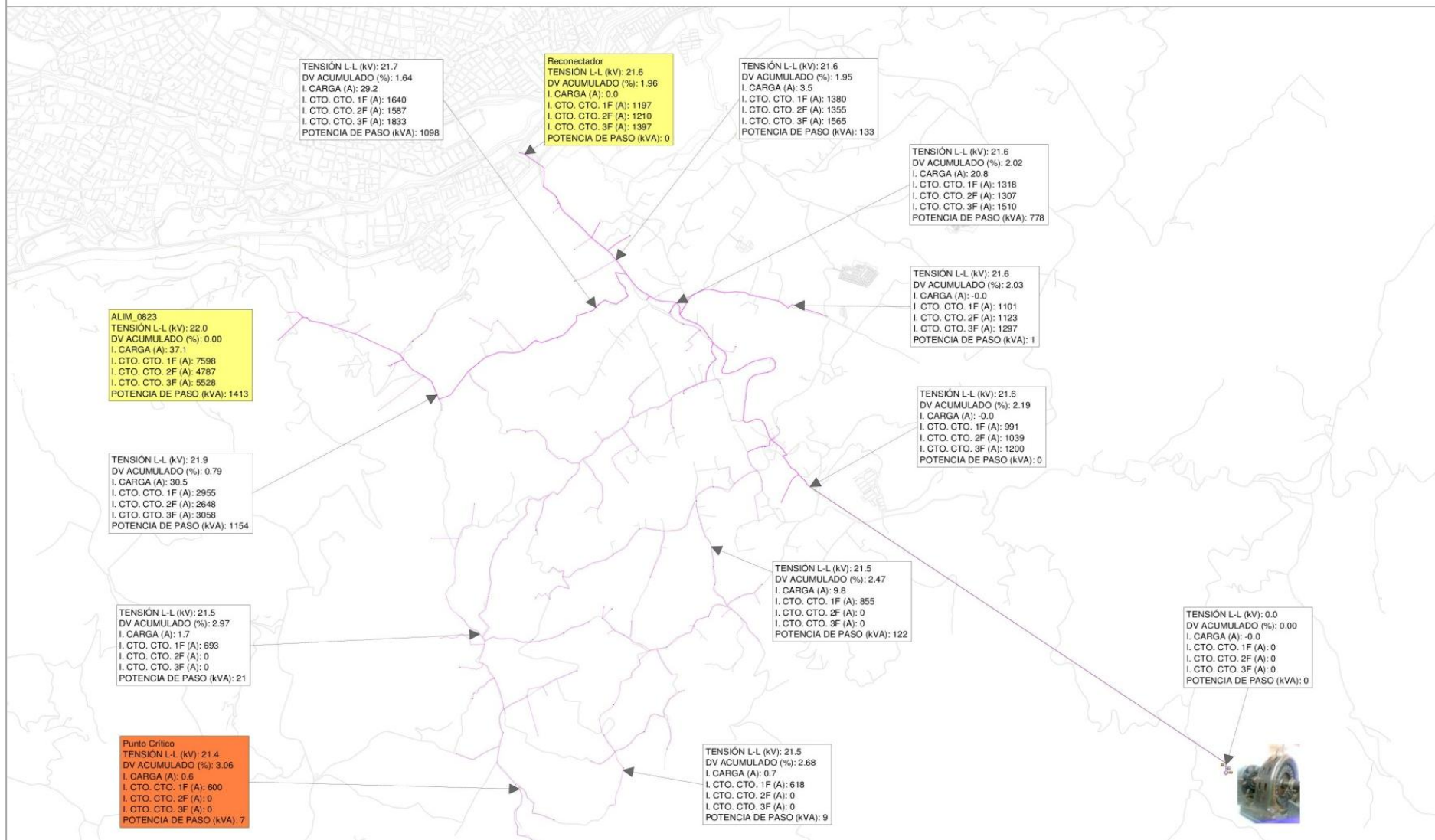


ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 2 Anexo2.-Estudio Alimentador 0321 estado actual zona rural.

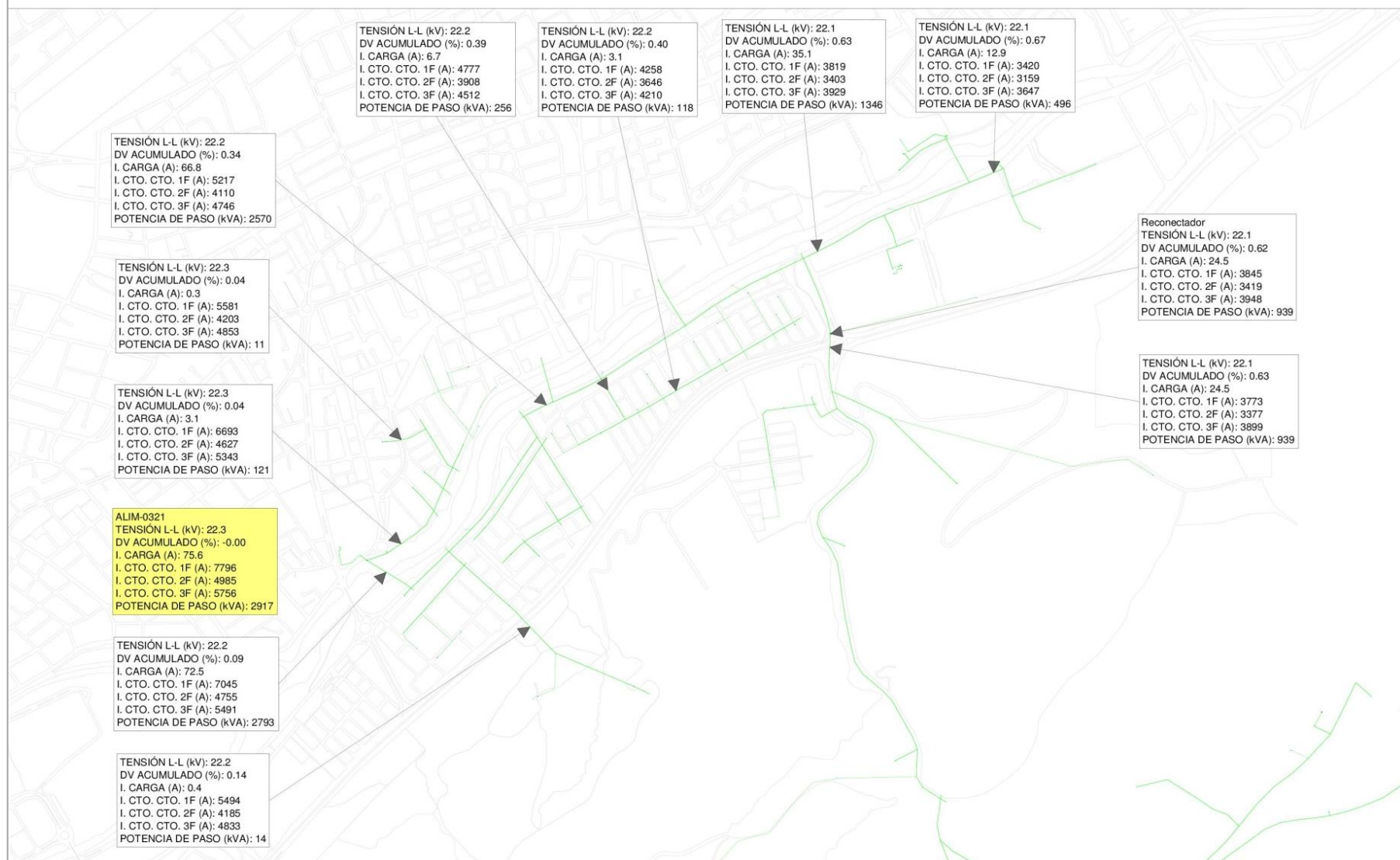
ESTUDIO DE BIOGENERACION ALIMENTADOR 0823



Cymdist 3 Anexo 2.1.-Estudio alimentador 0823 estado actual Simulación transferencia.



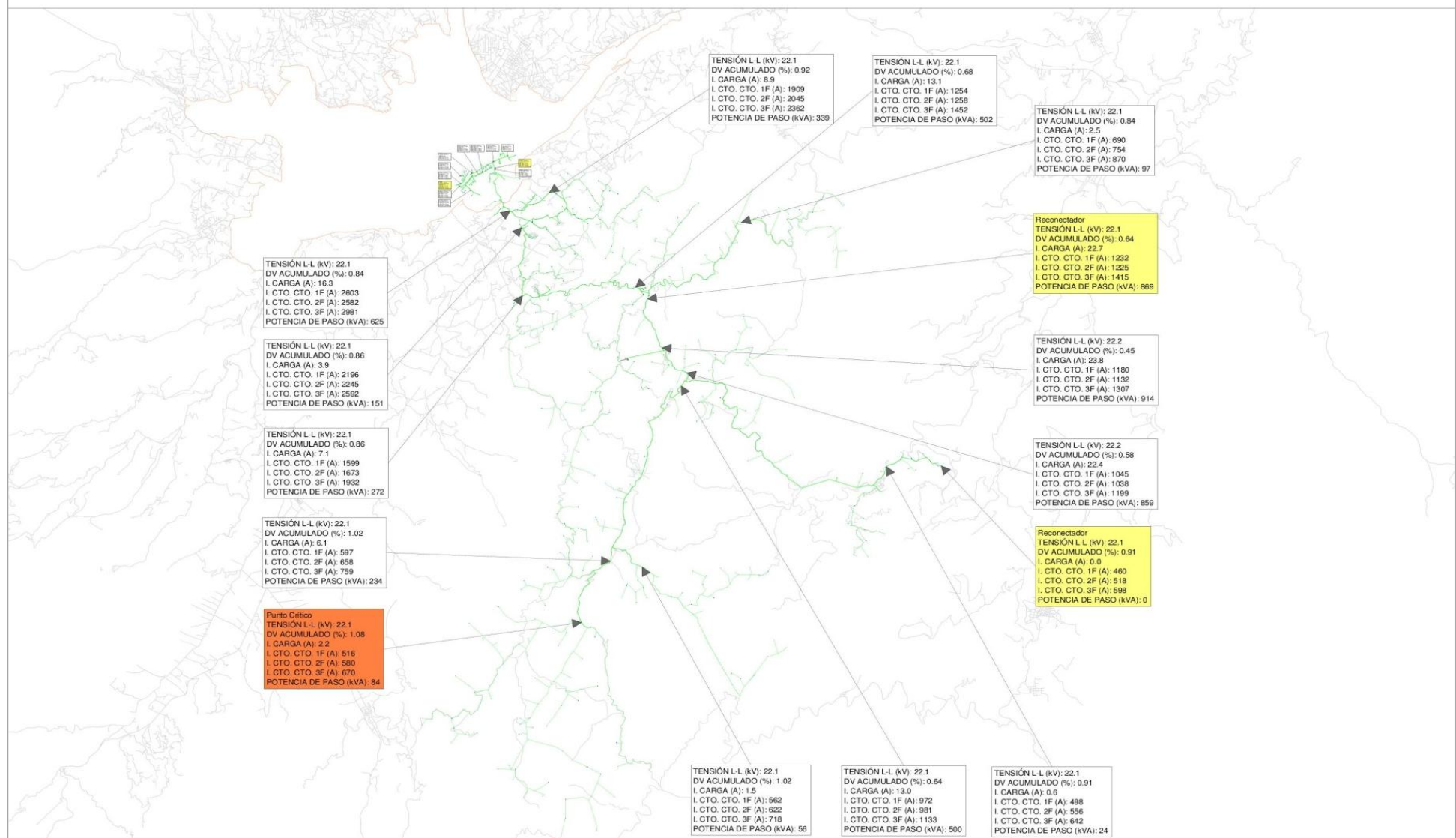
ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 4 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 zona urbana.



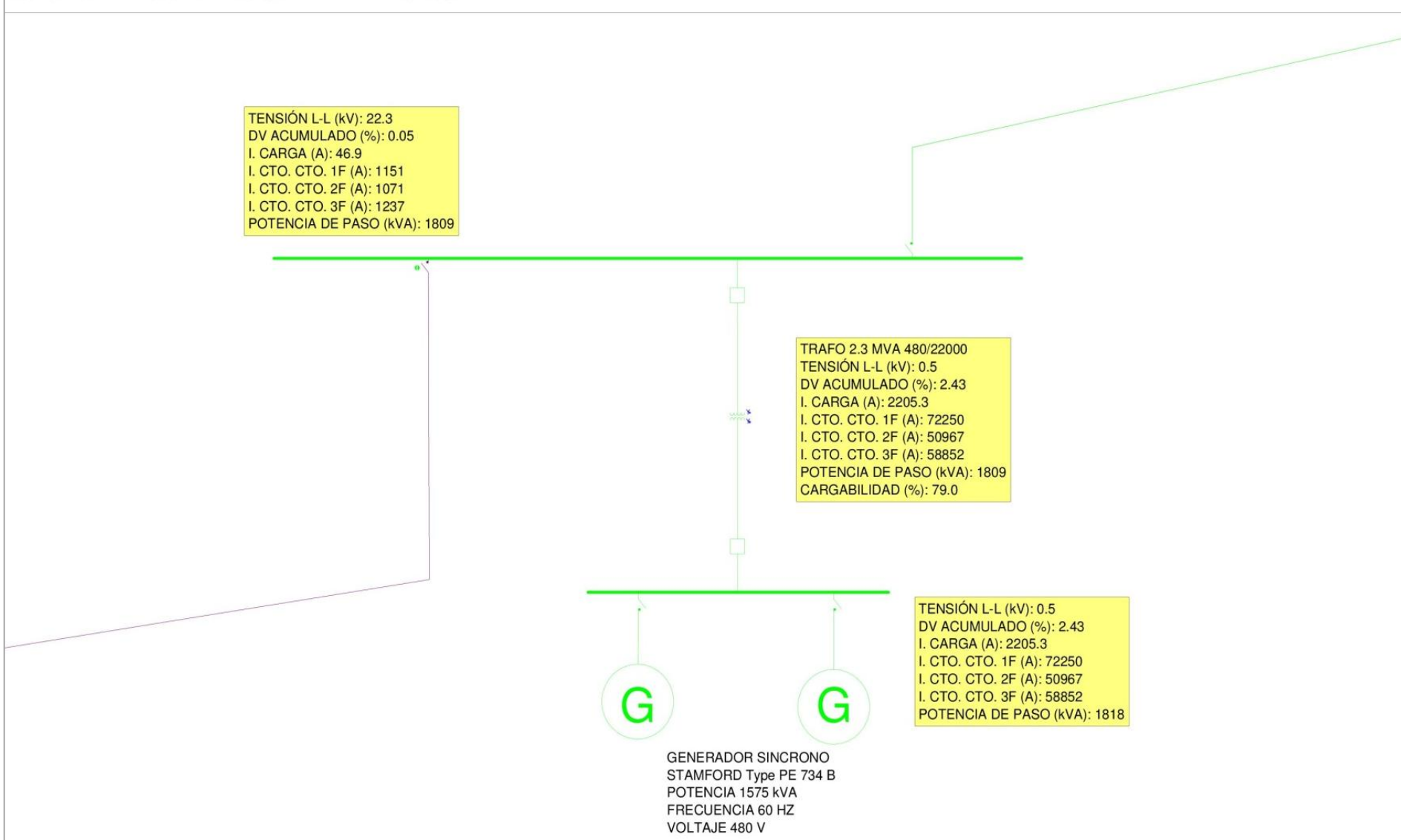
ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 5 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 zona rural.



ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 6 Anexo 2.3.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 1 subestación de transformación elevadora.



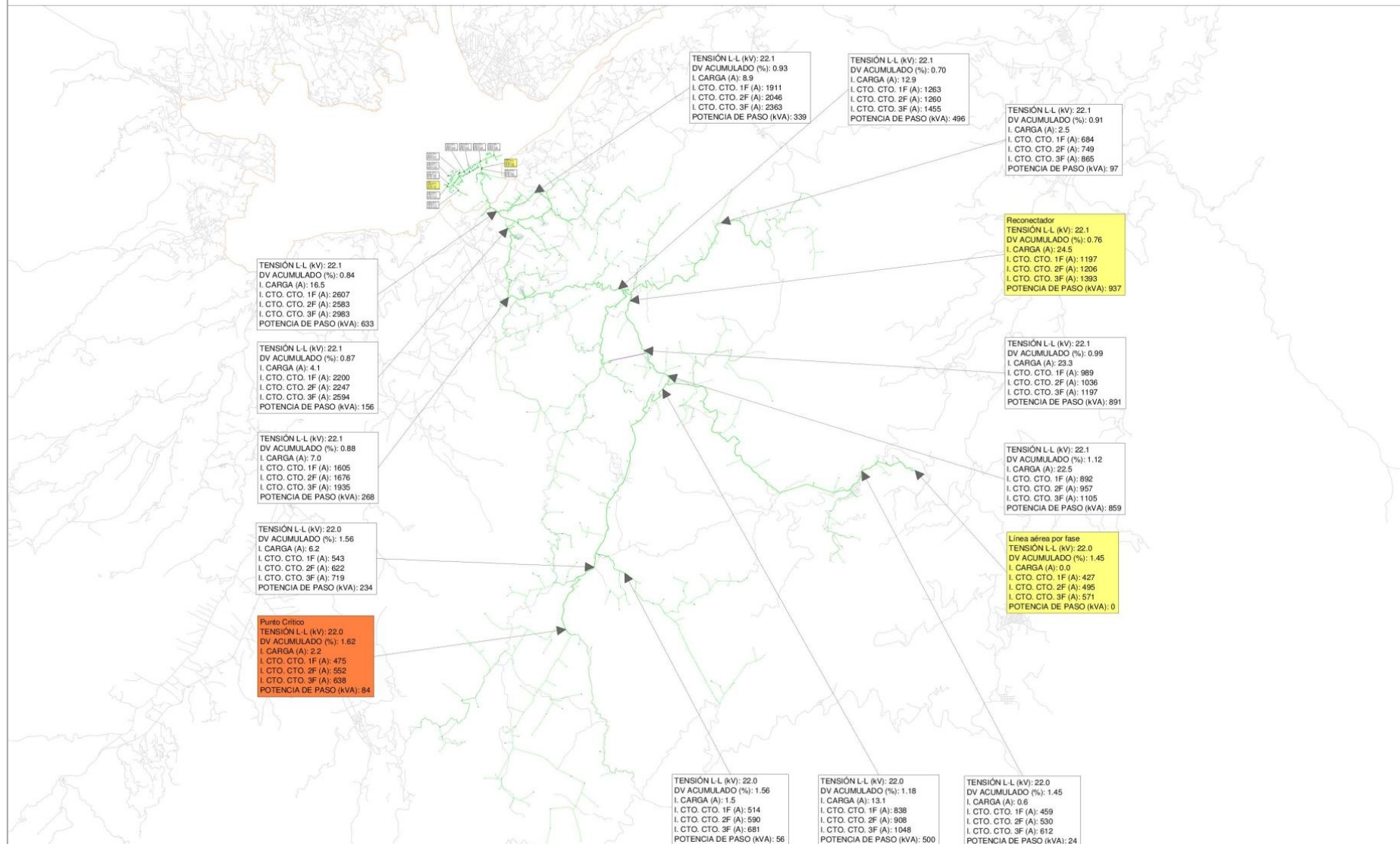
ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 7. Anexo 2.4.-Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 zona urbana.



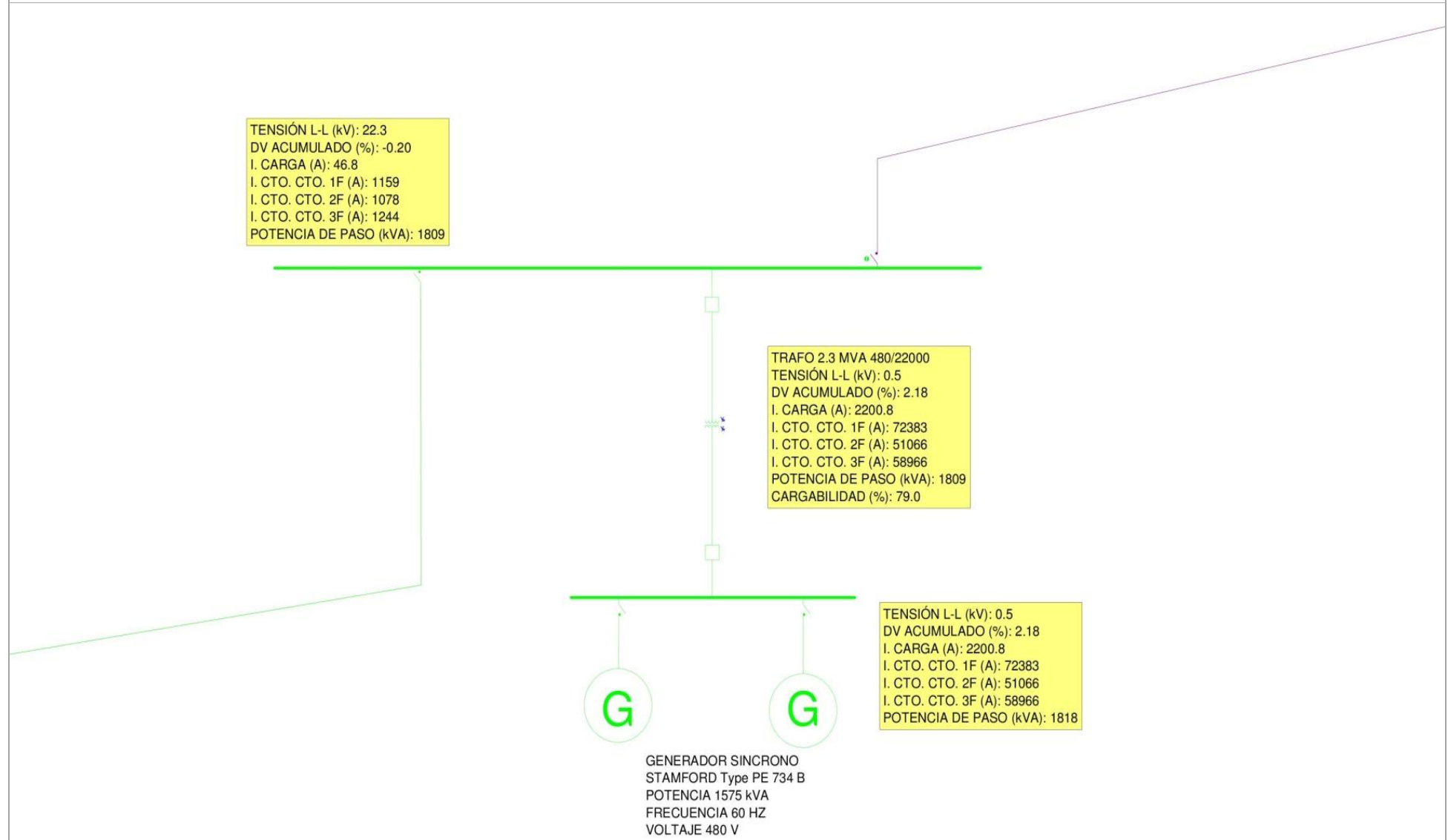
ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 8 Anexo 2.4.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 zona rural.



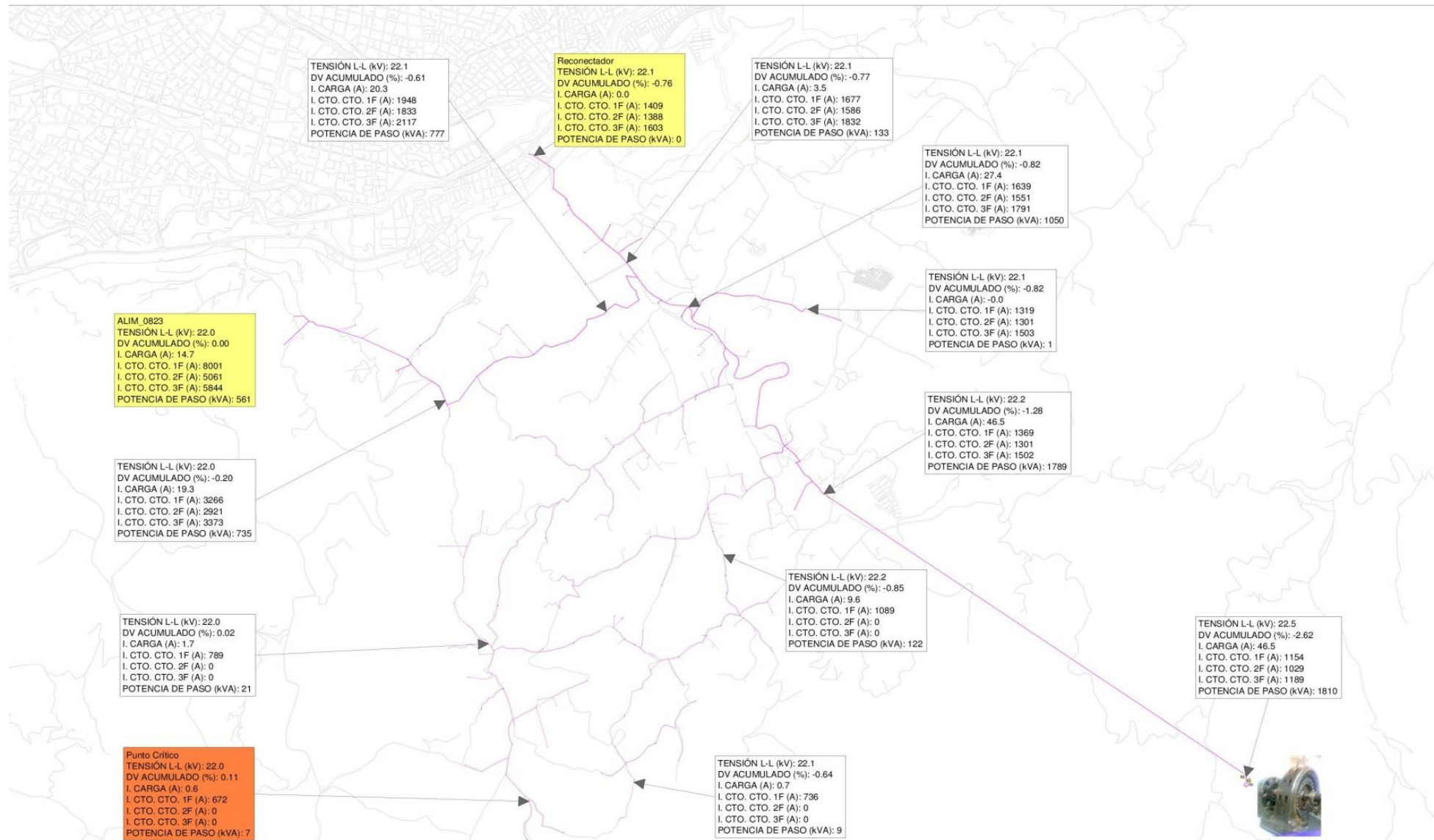
ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0321



Cymdist 9 Anexo 2.4.- Estudio Alimentador 0321 alternativa 2 subestación elevadora de transformación.

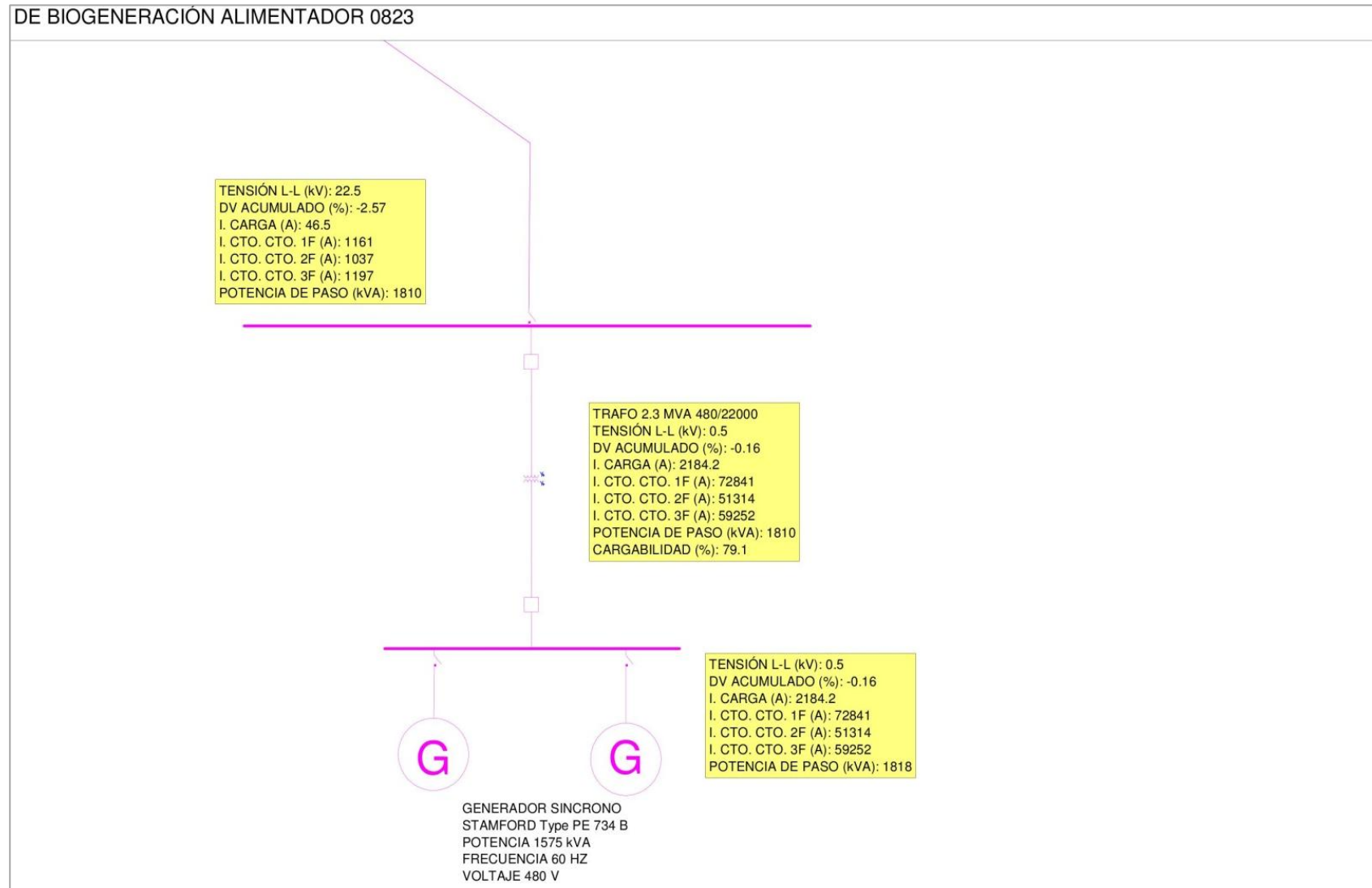


ESTUDIO DE BIOGENERACIÓN ALIMENTADOR 0823 *Anexo 2.5.- Estudio Alimentador 0823 alternativa 3.*





SIMULACIÓN DEL PROYECTO PICHACAY



Cymdist 10Anexo 2.5.- Estudio Alimentador 0823 alternativa 3 subestación elevadora de transformación.